



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

ESTUDIO TERMoeCONÓMICO DE UNA
INSTALACIÓN DE TRIGENERACION PARA USO
RESIDENCIAL.

Asdrúbal Zachary Osoria Castillo

Tutor: Francisco Javier Sorbet Presentación

Pamplona, 12 de noviembre de 2013

A mi madre, por ayudarme a conseguir mis metas. Sin su esfuerzo y su apoyo esto no hubiese sido posible.

Gracias mamá.

«Mi hermano va a ser el mejor ingeniero del mundo.»

Odris Michelle Osoria Castillo † (1989-2008)

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: MOTIVACIÓN Y CONTEXTO	1
1. Motivación y contexto.....	3
CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN	5
2. Introducción.....	7
2.1. Metodología de trabajo.	8
CAPÍTULO 3: LA TRIGENERACIÓN	9
3. La trigeneración: electricidad, calefacción y refrigeración.	11
3.1. Introducción.	11
3.2. Tecnologías.	14
3.2.1. Turbina de gas.	15
3.2.2. Turbinas de vapor.....	16
3.2.3. Motores Stirling.	17
3.2.4. Pilas de combustible.....	19
3.2.5. Motores de combustión interna alternativos.	21
3.2.6. Elección de la tecnología de generación.	22
3.2.6.1. Motor alternativo de encendido provocado frente a la turbina de gas.....	23
3.3. Combustible.	24
3.3.1. El gas natural.....	24
3.4. Producción de frío por absorción.	25
CAPÍTULO 4: MARCO LEGISLATIVO	29
4. Marco legislativo.	31
4.1. Real Decreto 616/2007, que transpone al derecho español la Directiva 2004/8/CE, sobre fomento de la cogeneración.	31
4.1.1. Definiciones.	31
4.2. Régimen especial de producción de energía eléctrica.	33
4.3. Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de la producción eléctrica en régimen especial.....	34
4.3.1. Categorías.....	34
4.3.2. Inclusión dentro del régimen especial.....	34
4.3.3. Derechos y obligaciones de las instalaciones de régimen especial.....	34
4.3.4. Régimen económico.....	36
4.3.4.1. Tarifa regulada.	36
4.3.4.2. Complementos	37

4.3.4.2.1	Complemento por eficiencia.....	37
4.3.4.2.2	Complemento por energía reactiva.....	38
4.3.5.	Artículo 22. Plazo de mantenimiento de las tarifas y primas reguladas.....	39
4.3.5.1.	Propuesta de régimen económico específico para la cogeneración.....	39
CAPÍTULO 5: CÁLCULO DE LA EFICIENCIA.....		41
5.	Cálculo de la eficiencia energética de un sistema de trigeneración.....	43
5.1.	Introducción.....	43
5.2.	Calor útil.....	44
5.2.1.	Uso del calor útil en refrigeración.....	46
5.3.	Evaluación de los parámetros de eficiencia y electricidad de cogeneración.....	47
5.3.1.	Cálculo del rendimiento eléctrico equivalente.....	47
5.3.2.	Ahorro de energía primaria (AEP) y emisiones de gases efecto invernadero.....	48
5.3.3.	Ahorro porcentual de energía primaria (PES) y cogeneración de alta eficiencia.....	49
5.3.4.	Electricidad de cogeneración.....	50
5.3.4.1.	Rendimiento global umbral.....	50
CAPÍTULO 6: DEMANDA ECONÓMICAMENTE JUSTIFICABLE DE CALOR.....		51
6.	Demanda económicamente justificable de calor.....	52
6.1.	Introducción.....	52
6.2.	Conceptos básicos.....	53
6.3.	Caso práctico: Edificio de viviendas en bloque en Madrid.....	55
6.3.1.	Ubicación.....	55
6.3.2.	Climatología.....	56
6.3.3.	Descripción del edificio.....	57
6.4.	Demanda energética en un edificio de nueva construcción.....	58
6.4.1.	Demanda de energía térmica.....	58
6.4.1.1.	Demanda de ACS.....	58
6.4.1.2.	Climatización.....	61
6.4.1.2.1	Zona climática y condiciones de diseño.....	61
6.4.1.2.2	Períodos de funcionamiento.....	61
6.4.1.2.3	Clasificación de las cargas térmicas.....	62

6.4.1.2.4	Carga por transmisión a través de los cerramientos y las superficies acristaladas.	62
6.4.1.2.5	Carga por radiación a través de superficies acristaladas. ...	63
6.4.1.2.6	Cargas térmicas por infiltraciones.	63
6.4.1.2.7	Coeficiente de mayoración de cargas.	63
6.4.1.2.8	Resultados obtenidos de cargas térmicas.	64
6.4.1.3.	Demanda de energía térmica total.	65
6.4.1.3.1	Temporada de calefacción.	65
6.4.1.3.2	Temporada de refrigeración.	65
6.4.1.3.3	ACS.	66
6.4.1.3.4	Resultados.	66
CAPÍTULO 7: APROXIMACIÓN A LA SOLUCIÓN		69
7.	Aproximación a la solución del problema.	71
7.1.	Introducción.	71
7.2.	Condiciones de partida.	72
7.2.1.	Hipótesis.	72
7.2.2.	Descripción de la instalación.	75
7.2.2.1.	Equipo de apoyo.	75
7.2.3.	Coste de adquisición, instalación y mantenimiento de la instalación.	75
7.2.4.	Coste de la energía de entrada.	76
7.2.4.1.	Gas natural doméstico.	76
7.2.4.2.	Gas natural como materia prima.	77
7.2.4.3.	Electricidad.	77
7.2.5.	Precio de venta de los productos de la trigeneración.	77
7.2.6.	Financiación.	79
7.3.	Variables de comparación.	80
7.3.1.	Variables energéticas.	80
7.3.1.1.	Variables normativas.	80
7.3.1.2.	Variables operativas.	80
7.3.2.	Variables económico-financieras.	81
7.4.	Relación de las variables con la potencia eléctrica.	82
7.5.	Variables energéticas.	83
7.5.1.	Rendimiento global.	83
7.5.2.	Rendimiento eléctrico equivalente.	84

7.5.3.	PES, ahorro porcentual de energía primaria.	85
7.5.4.	Consumo específico de la instalación.	86
7.5.5.	Ahorro energético específico de la instalación.	89
7.5.6.	Emisiones específicas de la instalación.	91
7.5.7.	Ahorro bruto de energía primaria y de emisiones de CO ₂	92
7.6.	Variables económico financieras.	93
7.7.	Otras gráficas de interés.	97
7.8.	Resultados de la aproximación.	99
CAPÍTULO 8: SOLUCIÓN DEL PROBLEMA		101
8.	Solución del problema.	103
8.1.	Introducción.	103
8.2.	Resultados.	104
8.2.1.	Comportamiento frente a las variables energéticas.	104
8.2.2.	Comportamiento frente a las variables económicas.	110
8.3.	Decisión.	112
8.4.	Discusión de la solución.	113
8.4.1.	Cogenerador QUANTO D400.	113
8.4.1.1.	Tablas de resultados.	117
8.4.2.	Solución del problema sin la máquina de absorción.	132
8.4.2.1.	Tablas de resultados.	141
CAPÍTULO 9: CONCLUSIONES		155
9.	Conclusiones.	157
9.1.	Líneas de trabajo.	162
BIBLIOGRAFÍA		163
10.	Referencias bibliográficas y trabajos citados.	165
DOCUMENTO ANEXO: CÁLCULOS.		167
1.	Cálculo de la demanda de ACS según el CTE, DB-HE 1.	169
2.	Cálculo de la carga térmica, según CTE, DB-HE 1.	173
2.1.	Zona climática y períodos de funcionamiento.	173
2.2.	Condiciones de diseño.	175
2.2.1.	Condiciones interiores de diseño.	175
2.2.2.	Condiciones exteriores de diseño.	176
2.2.3.	Clasificación de las cargas térmicas.	177
2.3.	Condiciones iniciales.	177

2.3.1. Condiciones interiores y exteriores de diseño.....	177
2.3.2. Carga por transmisión a través de los cerramientos y superficies acristaladas.	177
2.3.2.1. Cerramientos exteriores.	178
2.3.2.2. Cerramientos interiores.	178
2.3.2.3. Forjados interiores.....	179
2.3.3. Carga por radiación a través de superficies acristaladas.....	180
2.3.4. Cargas térmicas por infiltraciones.....	181
2.3.5. Coeficiente de mayoración de cargas.....	181
2.3.6. Rendimientos.	181
2.3.7. Resultados.	182
2.4. Cálculo de la demanda energética.....	184
2.4.1. Potencia térmica total.....	184
2.4.2. Temporada de calefacción.	184
2.4.3. Temporada de refrigeración.....	185
2.4.4. ACS.....	185
2.4.5. Tabla resumen demanda energética.	185
DOCUMENTO ANEXO: CATÁLOGO	187

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Adaptabilidad de las diferentes tecnologías cogenerativas según el uso final del calor generado. Fuente: (COGEN, 2006).....	14
Tabla 3.2. Resumen de las principales características de la turbina de gas para cogeneración a pequeña escala y microcogeneración. (COGEN, 2006).....	16
Tabla 3.3. Resumen de característica técnicas una turbina de vapor para cogeneración a pequeña escala y microcogeneración. Fuente (COGEN, 2006).....	17
Tabla 3.4. Resumen de las características técnica del motor Stirling para cogeneración a pequeña escala y microcogeneración. Fuente: (COGEN, 2006).....	18
Tabla 3.5. Características técnicas de la pila de combustible para cogeneración a pequeña escala y microcogeneración. Fuente (COGEN, 2006)	20
Tabla 3.6. Características económicas y técnicas de los motores de gas para cogeneración a pequeña escala y microcogeneración. Fuente (COGEN, 2006).....	22
Tabla 3.7. Ventajas e inconvenientes en el uso del motor alternativo o la turbina de gas.	23
Tabla 3.8. Ventajas e inconvenientes de las máquinas de absorción.....	26
Tabla 4.1. Tarifas reguladas régimen especial. Fuente: BOE.....	36
Tabla 4.2. REE _{mínimo} exigible para recibir el complemento por eficiencia. Fuente BOE.	37
Tabla 4.3. Valores del factor de potencia y los correspondientes valores porcentuales de bonificación/penalización. Fuente: BOE.....	38
Tabla 5.1. Factores de conversión energía final/energía primaria y factores de emisión de CO ₂ para combustibles. Fuente (IDAE, 2011)	48
Tabla 5.2. Factores de conversión energía final/energía primaria y factores de emisión de CO ₂ para la electricidad. Fuente (IDAE, 2011).....	48
Tabla 5.3. Valores por defecto del parámetro C para distintas tecnologías. Fuente (BOE, 2007).	50
Tabla 6.1. Datos de temperatura de la Comunidad de Madrid. Fuente AEMET.56	
Tabla 6.2. Zonas climáticas de algunas ciudades españolas. Fuente. (Ministerio, 2006) CTE.	56
Tabla 6.3. Demanda de referencia a 60°C. CTE.....	58
Tabla 6.4. Demanda corregida mensual de ACS. Elaboración propia.	58
Tabla 6.5. Resultados para el cálculo mensual de ACS. Elaboración propia.	60
Tabla 6.6. Condiciones interiores de diseño. RITE	61
Tabla 6.7. Demanda térmica separada por tipos de uso final. Elaboración propia.	67
Tabla 7.1. Rendimientos arbitrarios para los equipos de apoyo convencionales. Elaboración propia.....	74
Tabla 7.2. Coste de adquisición de los equipos de generación. Elaboración propia.....	76
Tabla 7.3. Tarifas de último recurso para el gas natural año 2013. Fuente (MINETUR, 2012)	76
Tabla 7.4. Coste de la materia prima del gas natural para el segundo semestre de 2013. Fuente (MINETUR, 2013)	77

Tabla 7.5. Tarifa de último recurso sin discriminación horaria para el segundo trimestre del 2013. Fuente (MINETUR, 2013).	77
Tabla 7.6. Tarifas de venta de calor y frío producidos en la instalación de trigeneración. Elaboración propia.	78
Tabla 7.7. Condiciones de financiación. Elaboración propia.	79
Tabla 7.8. Variación estimada del IPC durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia.	79
Tabla 7.9. Gama de cogeneradores utilizados para el estudio. Elaboración propia. Catálogo de TEDOM.	82
Tabla 8.1. Gama de cogeneradores comprendidos entre 150 kWe y 600 kWe. Elaboración propia. Catálogos de TEDOM y VIESSMANN.	103
Tabla 8.2. Clasificación cogeneradores por monto medio invertido. Elaboración propia.	111
Tabla 8.3. Resumen del comportamiento de los cogeneradores candidatos a solución del problema. Elaboración propia.	112
Tabla 8.4. Especificaciones técnicas del QUANTO D400. TEDOM. Elaboración propia.	113
Tabla 8.5. Dimensionamiento de la instalación con QUANTO D400. Elaboración propia.	113
Tabla 8.6. Resultados para el cogenerador QUANTO D400 y la máquina de absorción en la instalación. Elaboración propia.	117
Tabla 8.7. Resultados para el sistema de apoyo de la instalación. Elaboración propia. (1/2)	118
Tabla 8.8. Resultados para el sistema de apoyo de la instalación. Elaboración propia. (2/2).	119
Tabla 8.9. Resultados globales para la instalación. Elaboración propia.	120
Tabla 8.10. Eficiencia energética de la instalación. Elaboración propia.	121
Tabla 8.11. Ahorro de energía primaria y ahorro de emisiones de CO ₂ . Elaboración propia.	122
Tabla 8.12. Condiciones del préstamo financiero. Elaboración propia.	122
Tabla 8.13. Amortización del préstamo financiero. Elaboración propia.	123
Tabla 8.14. Ingresos esperados durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia. (1/2)	124
Tabla 8.15. Ingresos esperados durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia. (2/2)	125
Tabla 8.16. Gastos financieros y de operación y mantenimiento durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia.	126
Tabla 8.17. Rentabilidad esperada del proyecto. Elaboración propia (1/2).	127
Tabla 8.18. Rentabilidad esperada del proyecto. Elaboración propia (2/2).	128
Tabla 8.19. Valor de los criterios financieros del proyecto. Rentabilidad del proyecto. Elaboración propia.	129
Tabla 8.20. Valor de los criterios financieros del proyecto. Rentabilidad del inversor. Elaboración propia.	129
Tabla 8.21. Demanda térmica de la instalación sin máquina de absorción. Elaboración propia.	132

Tabla 8.22. Gama de cogeneradores introducida para estudiar la instalación sin maquina de absorción. Elaboración propia.....	135
Tabla 8.23. Dimensionamiento de la instalación con CENTO T100. Elaboración propia.....	138
Tabla 8.24. Resultados para el cogenerador CENTO T100 sin la máquina de absorción en la instalación. Elaboración propia.	141
Tabla 8.25. . Resultados para el sistema de apoyo de la instalación. Elaboración propia. (1/2).....	142
Tabla 8.26. Resultados para el sistema de apoyo de la instalación. Elaboración propia. (2/2).	143
Tabla 8.27. Resultados globales para la instalación. Elaboración propia.....	144
Tabla 8.28. . Eficiencia energética de la instalación. Elaboración propia.	145
Tabla 8.29. Ahorro de energía primaria y ahorro de emisiones de CO2. Elaboración propia.....	146
Tabla 8.30. Condiciones del préstamo financiero. Elaboración propia.	146
Tabla 8.31. . Amortización del préstamo financiero. Elaboración propia.	147
Tabla 8.32. . Ingresos esperados durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia. (1/2).....	148
Tabla 8.33. Ingresos esperados durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia. (2/2).	149
Tabla 8.34. . Gastos financieros y de operación y mantenimiento durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia.	150
Tabla 8.35. . Rentabilidad esperada del proyecto. Elaboración propia (1/2)....	151
Tabla 8.36.. Rentabilidad esperada del proyecto. Elaboración propia (2/2)....	152
Tabla 8.37. . Valor de los criterios financieros del proyecto. Rentabilidad del proyecto. Elaboración propia.....	153
Tabla 8.38. . Valor de los criterios financieros del proyecto. Rentabilidad del inversor. Elaboración propia.....	153

DOCUMENTO ANEXO CÁLCULOS

Tabla 1.1. Demanda de referencia a 60°C. (Ministerio, 2006) CTE.....	169
Tabla 1.2. Número de persona/casa según CTE. (Ministerio, 2006).....	169
Tabla 1.3. Demanda diaria de ACS para una vivienda. Elaboración propia. ...	169
Tabla 1.4. Demanda corregida mensual de ACS. Elaboración propia.	170
Tabla 1.5. Resultados para el cálculo mensual de ACS. Elaboración propia... ..	172
Tabla 2.1. Zonas climáticas para algunas capitales de provincia.	173
Tabla 2.2. Tabla de temperaturas de la ciudad de Madrid. AEMET.	174
Tabla 2.3. Condiciones interiores de diseño. RITE	175
Tabla 2.4. Condiciones exteriores de diseño para Madrid. Guía técnica de las condiciones climáticas exteriores de proyecto IDAE.....	176
Tabla 2.5. Composición muro exterior. LIDER.	178
Tabla 2.6. Composición tabiques. LIDER.....	178
Tabla 2.7. Composición forjados. LIDER.	179
Tabla 2.8. Resumen de superficies por unidad de uso. Elaboración propia.	179
Tabla 2.9. Rendimientos arbitrarios para una instalación convencional. Elaboración propia.....	181
Tabla 2.10. Resumen carga térmica mensual. Elaboración propia.	183

Tabla 2.11. Resultados cálculo demanda energética. Elaboración propia.....	186
--	-----

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1. Curva de producción petrolífera propuesta por Hubbert en 1956. Fuente: (Hubbert)	3
Gráfica 6.4. Carga térmica mensual para una unidad de uso. Elaboración propia.	64
Gráfica 6.5. Demanda energética total para un edificio de 100 viviendas. Elaboración propia.....	66
Gráfica 7.1. . Rendimiento global frente a potencia eléctrica. Elaboración propia.	83
Gráfica 7.2. Rendimiento eléctrico equivalente frente a potencia eléctrica. Elaboración propia.....	84
Gráfica 7.3. Primary energy saving frente a la potencia eléctrica. Elaboración propia.....	85
Gráfica 7.4. Consumo específico frente a potencia eléctrica. Elaboración propia.	86
Gráfica 7.5. Potencia térmica de los distintos elementos de la instalación en función de la potencia eléctrica. Elaboración propia.....	87
Gráfica 7.6. Ahorro energético específico de la instalación en función de la potencia eléctrica. Elaboración propia.....	89
Gráfica 7.7. Relación entre el consumo y ahorro energético específico de la instalación. Elaboración propia.	90
Gráfica 7.8. Emisiones específicas de CO ₂ de la instalación en función de la potencia eléctrica. Elaboración propia.....	91
Gráfica 7.9. Ahorro bruto de energía primaria y de emisiones de gases de efecto invernadero. Elaboración propia.....	92
Gráfica 7.10. Comportamiento del valor actual neto en función de la potencia eléctrica. Elaboración propia.	93
Gráfica 7.11. Comportamiento de la tasa interna de retorno en función de la potencia eléctrica. Elaboración propia.....	94
Gráfica 7.12. Comportamiento de la tasa interna de retorno en función de las horas de uso. Elaboración propia.....	95
Gráfica 7.13. Coste unitario de producción de un kilovatio-hora de energía eléctrica para diferentes potencias de cogenerador. Elaboración propia.....	96
Gráfica 7.14. Coste unitario y producción eléctrica para diversos cogeneradores. Elaboración propia.....	97
Gráfica 7.15. Calor y frío atendido sobre la demanda total según la potencia eléctrica instalada. Elaboración propia.	97
Gráfica 7.16. Porcentaje de calor atendido por cada sistema de la instalación para distintos conjuntos CCHP-sistema de apoyo. Elaboración propia.	98
Gráfica 7.17. Porcentaje de frío atendido por cada sistema de la instalación para distintos conjuntos CCHP-sistema de apoyo. Elaboración propia.	98
Gráfica 7.18. Tasa interna de retorno para distintos número de viviendas. Se aprecia cómo se desplaza a izquierda o derecha según disminuye o aumenta la potencia eléctrica. Elaboración propia.	100
Gráfica 8.1. Rendimiento global. Elaboración propia.	104

Gráfica 8.2. Rendimiento eléctrico equivalente. Elaboración propia.	105
Gráfica 8.3. Primary energy saving. Elaboración propia.....	106
Gráfica 8.4. Consumo específico. Elaboración propia.	107
Gráfica 8.5. Ahorro energético específico. Elaboración propia.	107
Gráfica 8.6. Emisiones específicas. Elaboración propia.....	108
Gráfica 8.7. Atención de la demanda de calor satisfecha por cada sistema. Elaboración propia.....	109
Gráfica 8.8. Atención de la demanda de frío satisfecha por cada sistema. Elaboración propia.....	109
Gráfica 8.9. Inversión, VAN y TIR, para cada cogenerador. Elaboración propia.	110
Gráfica 8.10. Horas de funcionamiento anuales para QUANTO D400. Elaboración propia.....	114
Gráfica 8.11. Calor generado anualmente por los equipos de la instalación. Elaboración propia.....	115
Gráfica 8.12. Rendimiento global con máquina de absorción y sin máquina de absorción. Elaboración propia.	133
Gráfica 8.13. Rendimiento eléctrico equivalente con máquina de absorción y sin máquina de absorción. Elaboración propia.....	134
Gráfica 8.14. Primary energy saving con máquina de absorción y sin máquina de absorción. Elaboración propia.	134
Gráfica 8.15. Rentabilidad con máquina de absorción y sin máquina de absorción. Elaboración propia.	135
Gráfica 8.16. VAN, TIR e inversión para una instalación sin máquina de absorción. Elaboración propia.	136
Gráfica 8.17. Horas de funcionamiento sin máquina de absorción para varios cogeneradores del estudio. Elaboración propia.	137
Gráfica 8.18. Calor generado anualmente por los equipos de la instalación. Elaboración propia.....	139
DOCUMENTO ANEXO CÁLCULOS	
Gráfica 1.1. Variación mensual demanda de ACS. (ATECYR) DTIE 1.01.....	170
Gráfica 2.1. Irradiación solar en Madrid el 22 de julio	180
Gráfica 2.2. . Carga térmica mensual para una unidad de uso. Elaboración propia.	182

Capítulo 1: Motivación y contexto.

1. Motivación y contexto

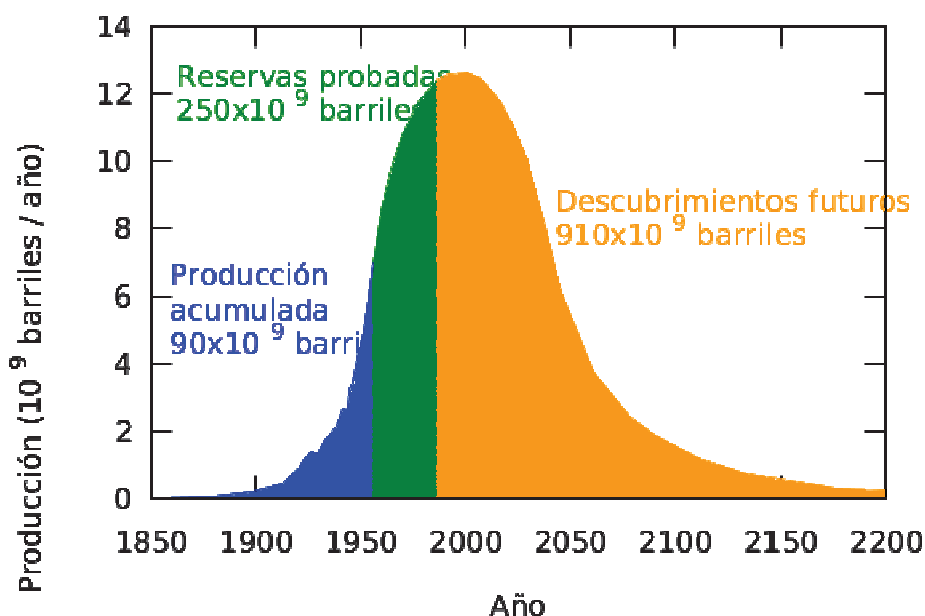
La energía siempre ha sido un factor asociado al desarrollo humano. Desde el primer hombre que consiguió dominar el fuego, hasta nuestros días hemos conseguido explotar una considerable de fuentes de energéticas.

Durante el siglo XX, el desarrollo tecnológico de la humanidad experimentó un aumento considerable gracias el descubrimiento de una fuente energética disponible y barata de extraer: el petróleo.

Paralelamente a los avances surgidos gracias a la energía barata, Marion King Hubbert propuso en 1956 la teoría sobre el cénit del petróleo también conocida como del pico de Hubbert. Ésta teoría trata sobre la tasa de agotamiento a largo plazo del petróleo.

Según Hubbert la curva de producción de petróleo seguía una distribución normal cuyo pico predijo que se encontraba entre el año 1995 y 2000 del siglo pasado, la producción deja de crecer, se aplanan y luego cae.

Una vez pasado el cénit, el ritmo de caída de la tasa de producción sería muy similar al de crecimiento durante el siglo XX. La predicción de Hubbert fue muy controvertida en su día. En aquella época se tomó con mucho escepticismo pero actualmente es aceptada por gran parte de la comunidad científica, aunque diversos organismos e instituciones basándose en los estudios de Hubbert han propuesto otras fechas para llegar al pico máximo de producción petrolífera.



Gráfica 1.1. Curva de producción petrolífera propuesta por Hubbert en 1956. Fuente: (Hubbert)

Las estimaciones más optimistas pronostican que el declive de la producción mundial llegará en torno al año 2020 y suponen que antes de la llegada de la crisis definitiva del petróleo, las inversiones en nuevos combustibles alternativos y el desarrollo de las energías renovables, harán que no sean necesarios grandes cambios en los estilos de vida de la naciones más consumidoras de petróleo.

Por otra parte, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) hizo público en noviembre de 2010 que la producción petrolífera había llegado a su máximo en 2006.

Las predicciones más pesimistas apoyadas por las afirmaciones de la AIE, mantienen la tesis de que estamos en el cenit, o bien hemos ya pasado el pico, o llegará en muy poco tiempo. Según esta teoría ya no es posible una respuesta anticipada al problema, entraríamos en una recesión con consecuencias fatales, tales como el colapso de la civilización global industrializada llevando esto a importantes pérdidas demográficas en un corto periodo de tiempo.

No obstante, el descubrimiento de nuevos yacimientos y el desarrollo de nuevas tecnologías de extracción, como la fractura hidráulica, están posibilitando el retraso en el tiempo del cenit del petróleo.

Todo lo expuesto hasta ahora lo podemos aplicar también al gas natural, aunque su pico sería en todo caso posterior al del petróleo.

Una vez puestos de manifiesto todos estos datos debemos tomar conciencia de la situación y empezar a desarrollar políticas eficaces de ahorro energético. Y es éste razonamiento el que motiva la redacción de éste estudio.

Aunque el problema real son los combustibles líquidos para el transporte (aéreo, marítimo,..etc.), dado que no existen en la actualidad alternativas viables¹. No debemos escatimar esfuerzos en intentar solucionar el problema. Es necesario empezar por algún lado.

¹ (Hirsch, Robert L.; Bezdek, Roger; Wendling, Robert, 2005)

Capítulo 2: Introducción.

2. Introducción

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la base de la demanda de calor útil es una prioridad para la Unión Europea y sus Estados Miembros, habida cuenta de los beneficios potenciales de la cogeneración en lo que se refiere al ahorro de energía primaria, a la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de las emisiones, en particular de gases de efecto invernadero, contribuyendo así al cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

Además, el uso eficaz de la energía mediante la cogeneración contribuye eficazmente a la seguridad y diversificación del abastecimiento de energía y a la situación competitiva de nuestra industria.

Aunque la cogeneración siempre ha estado ligada al aprovechamiento de la energía residual en la industria, en este estudio se ha considerado interesante explorar las posibilidades que pudiese tener la cogeneración en el ámbito residencial.

El uso de la cogeneración fuera del mundo industrial no es algo novedoso, su uso se encuentra más o menos extendido en instalaciones con una gran demanda de calor a lo largo del año (hospitales, polideportivos, piscinas,...etc.).

La demanda de calor en las instalaciones mencionadas en el párrafo anterior se mantiene en valores que justifican económicamente el uso de un cogenerador. En los edificios de viviendas tenemos el problema de que en verano la demanda de calor cae a mínimos que no justifican el uso de sistemas cogenerativos en dicha época del año.

Para subsanar la baja demanda de calor en verano, vamos a incluir en la instalación una máquina para producir frío por absorción. Con la inclusión de ésta máquina conseguimos tres objetivos:

- Climatizar las viviendas en verano.
- Justificar aún más la demanda de calor.
- Aprovechar el uso del cogenerador en verano, con las ventajas que ello conlleva.

En época de refrigeración pasaríamos de la cogeneración a la trigeneración, poniendo en marcha la máquina de absorción.

Otro parámetro a tener en cuenta y quizás el más importante es el clima del emplazamiento donde se va realizar el estudio. Se necesitaba una zona con gran demanda de calor en invierno y de frío en verano. La zona climática que más se adaptaba a este requisito era la zona D3, que incluye ciudades como Zaragoza y Madrid, siendo ésta última la elegida.

Es importante destacar que en el presente estudio sólo se trata la posibilidad de instalar un sistema de cogeneración para un bloque de viviendas con aproximadamente 100 unidades habitables sin llegar a tener en cuenta las ventajas

que tendría trabajar sobre el concepto de calefacción/climatización de distrito, el cual sería interesante estudiar en próximos trabajos.

2.1. Metodología de trabajo.

Para la realizar el estudio se han llevado a cabo una serie de fases.

La primera fase consistió en un estudio de la legislación y la normativa vigente respecto a las instalaciones térmicas. Dentro de ésta fase se incluyen el estudio del régimen económico de retribuciones para la venta de energía en régimen especial.

El segundo paso fue calcular la demanda económicamente justificable de calor útil, necesaria para acceder al régimen especial.

En la tercera fase se acotó el tramo de potencia (microcogeneración, cogeneración a pequeña escala,...etc.), en el que debemos trabajar para que la instalación sea rentable.

Una vez elegido el grupo de potencia que en función de nuestra demanda económicamente justificable de calor útil hace la instalación rentable, procedimos a una cuarta fase en la que elegimos la máquina que más se adapta a los requerimientos establecidos.

Por último, se detallan una serie de conclusiones y se indican unas posibles líneas para futuros trabajos.

Capítulo 3: La trigeneración.

3. La trigeneración: electricidad, calefacción y refrigeración.

3.1. Introducción.

La trigeneración es el proceso simultáneo por el cual se produce energía eléctrica y calor. Siendo éste calor último utilizado en distintas formas. Entre las formas en las que puede ser utilizado el calor, en este estudio nos centraremos en la calefacción y en la producción de frío por medio de una máquina de absorción.

La trigeneración/cogeneración, no es una tecnología en sí, sino más bien un concepto: la generación combinada.

La generación combinada puede ser llevada a la práctica a través de distintas tecnologías. Entre las tecnologías que actualmente se utilizan para la generación combinada podemos destacar, los motores de combustión interna alternativos (específicamente los de encendido provocado) y las turbinas con los distintos ciclos termodinámicos con los que funcionan, tales como el ciclo Rankine o el ciclo Brayton.

De manera general, las tecnologías que soportan procesos de cogeneración no se basan en energías renovables. No obstante, presentan características que las hacen económicas y medioambientalmente atractivas. Son tecnologías convencionales que queman combustibles fósiles, pero por el hecho de ser de generación distribuida y de alta eficiencia, aportan una serie de beneficios como el ahorro de energía primaria y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

La generación de energía eléctrica cerca de los puntos de consumos, generación distribuida, permite minimizar las pérdidas que se producen en el transporte de la electricidad, lo cual puede suponer en sistemas de transporte y distribución muy optimizados, hasta un 10% de la energía de salida de las grandes centrales de producción eléctrica.

La alta eficiencia de los procesos cogenerativos permite que por cada unidad de energía primaria consumida, en nuestro caso gas natural, se consiga más energía útil en forma de calor y electricidad que por medios convencionales. Por ejemplo, una central de ciclo combinado tiene un rendimiento de un 55%, las unidades de microcogeneración y cogeneración a gran escala alcanzan rendimientos superiores al 85%², debido a que recuperan una gran cantidad de calor de los sistemas de refrigeración y de los gases de escape de los motores.

² Particularmente las máquinas analizadas en este estudio arrojan rendimientos próximos al 77%. Este rendimiento es el correspondiente a la generación conjunta de calor y electricidad.

De igual forma, el hecho de consumir menos unidades de energía primaria por unidad de energía útil da lugar a una reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.

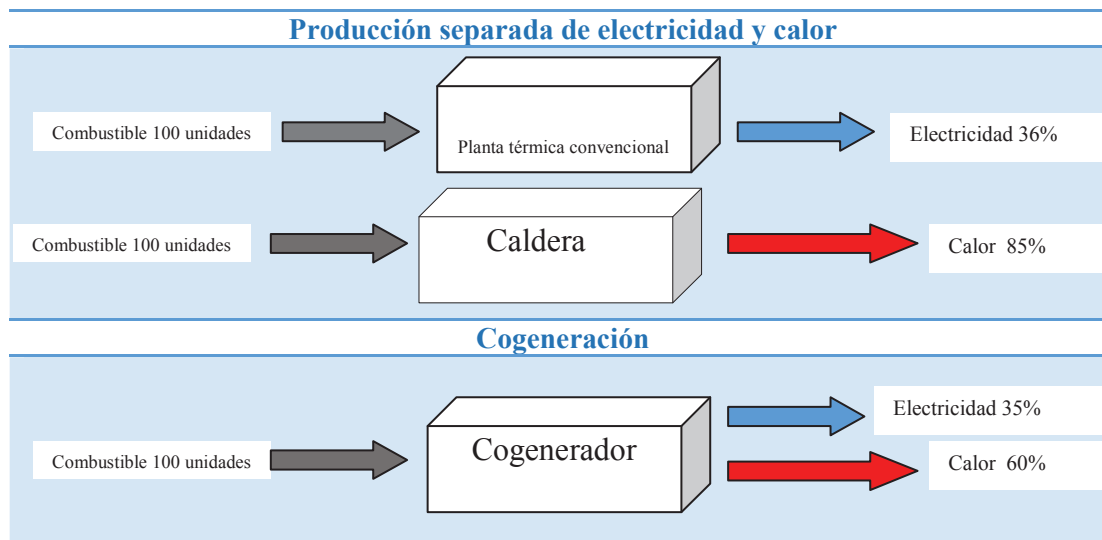


Figura 3.1. Comparación entre la producción separada de calor y electricidad y la cogeneración. Elaboración propia.

Existen básicamente dos tipos de configuraciones operativas para centrales de cogeneración. El primer tipo se puede observar en la figura siguiente.



Figura 3.2. Configuración operativa tipo I de una planta de trigeneración. Catálogo de TEDOM.

En este tipo de configuración se envía toda la energía térmica disponible a un depósito acumulador y desde éste distribuimos el calor en función de la demanda, o bien a la máquina de absorción o directamente al circuito de calefacción y agua caliente sanitaria. La principal ventaja de este sistema es que conseguimos una regulación efectiva mediante una válvula de tres vías y podemos elegir en tiempo real según nuestras necesidades el destino de la energía térmica.

En este sistema se concentra toda la energía térmica recuperada en la máquina en un depósito y desde éste se distribuye a los demás dispositivos de la instalación.

Su uso está recomendado para aplicaciones donde la estacionalidad en la demanda de calor y frío tiene un carácter muy marcado. La instalación que se pretende estudiar en este trabajo tiene éstas características, por lo que es la configuración operativa que vamos utilizar.

El otro tipo de configuración operativa se muestra a continuación:

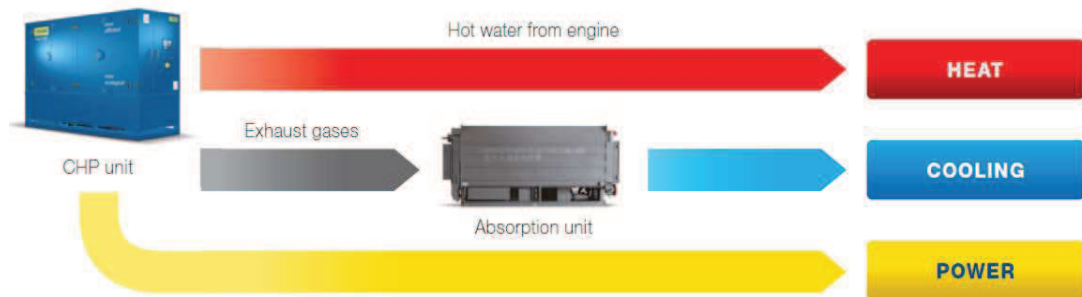


Figura 3.3. Configuración operativa tipo II de una planta de trigeneración. Catálogo de TEDOM.

La configuración del tipo II, está caracterizada por la producción simultánea de frío y calor. Por una parte alimentamos la máquina de absorción con los gases de escape y por otra satisfacemos la demanda de calor y ACS con el agua caliente procedente del sistema de recuperación de calor de la máquina. Este tipo de configuración tiene como ventaja un aumento del rendimiento en la máquina de absorción. En gran medida éste mayor rendimiento se debe a que la temperatura de los gases de escape es mucho más alta que la del agua caliente. Más adelante se verá que el rendimiento de la máquina de absorción aumenta, al aumentar la temperatura del calor en el generador

Es importante no confundir aumento del rendimiento en el proceso de absorción con la capacidad de refrigeración de la máquina.

3.2. Tecnologías.

Entre las tecnologías más habituales usadas para la cogeneración podemos citar las siguientes:

- Turbina de gas.
- Turbinas de vapor.
- Motores de gas.
- Motores Stirling.
- Pilas de combustible.

Cada una de estas tecnologías tiene su campo específico de aplicación, en el cual se le puede dar un mayor aprovechamiento a su potencial.

Tabla 3.1. Adaptabilidad³ de las diferentes tecnologías cogenerativas según el uso final del calor generado.
Fuente: (COGEN, 2006)

TECNOLOGÍA	APLICACIONES		
	ACS	Vapor	Aire caliente
Turbina de gas	++	++	++
MCIA de gas	++	+	+
Turbina vapor	++	++	+
Motor Stirling	++		
Pila de combustible	++		

³ El número de símbolos ‘+’ significan el grado de idoneidad de la tecnología en la aplicación requerida.

3.2.1. Turbina de gas.

La turbina de gas es una máquina térmica compuesta por un compresor, una cámara de combustión y la turbina propiamente dicha.

Su modelo termodinámico se basa en el ciclo Brayton.

Su funcionamiento es el siguiente:

Se introduce aire del ambiente al compresor donde se eleva la presión. A continuación, el aire a alta presión pasa a la cámara de combustión donde se inyecta y quema combustible de manera continua, elevando de esta manera la presión y temperatura de los gases. Los gases provenientes de la cámara de combustión se expansionan en una turbina, produciendo un trabajo mecánico que permite accionar el compresor y el dispositivo acoplado al eje de salida del motor, por ejemplo un generador eléctrico.

La energía térmica la obtenemos de los gases de escape, que aún después de expandirse conservan una gran temperatura.

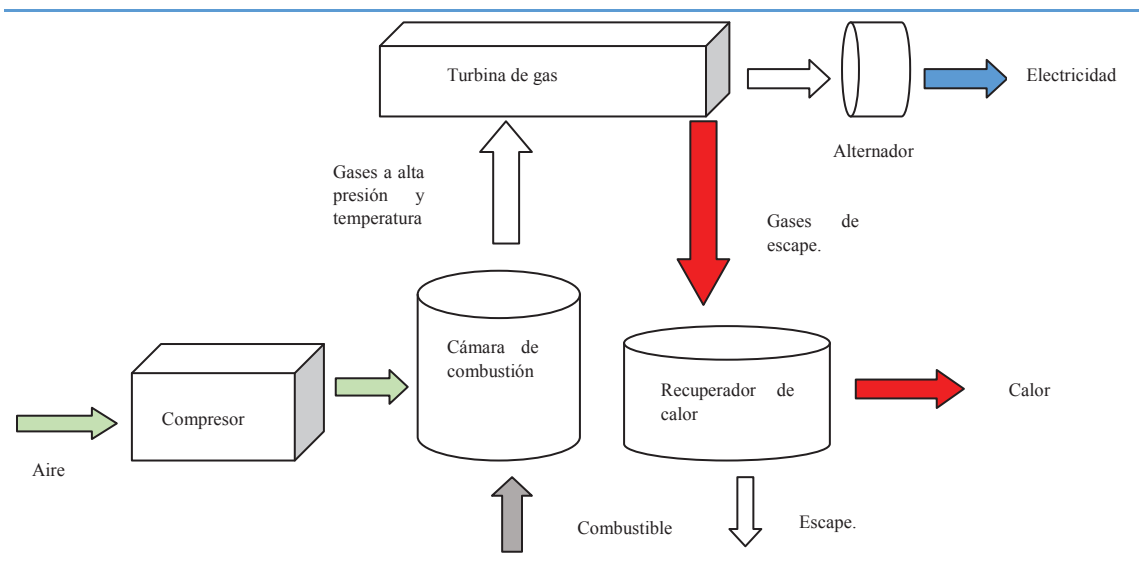


Figura 3.4. Esquema de funcionamiento de una turbina de gas para cogeneración. Elaboración propia.

A continuación podemos ver una tabla resumen con las principales características de esta tecnología.

Tabla 3.2. Resumen de las principales características de la turbina de gas para cogeneración a pequeña escala y microcogeneración. (COGEN, 2006)

	Turbina más pequeña	Turbina típica
Potencia eléctrica	28 kWe	250 kWe
Rendimiento eléctrico	26%	30%
Potencia térmica	52 kWt	330 kWt
Rendimiento térmico	47%	40%
Inversión	2500 €/kWe	1500 €/kWe

3.2.2. Turbinas de vapor.

La turbina de vapor es una máquina térmica que consta de una caldera o generador de vapor, un condensador y la turbina propiamente dicha. Funciona con el ciclo termodinámico de Rankine.

Su método de operación consiste en generar vapor en la caldera para luego expandirlo en la turbina de manera análoga a como se ha descrito en la turbina de gas. La expansión del vapor produce energía mecánica en el eje, en el cual acoplamos un generador eléctrico para producir electricidad.

La energía térmica se extrae en el condensador cuando condensamos el vapor procedente de la turbina para reiniciar el ciclo.

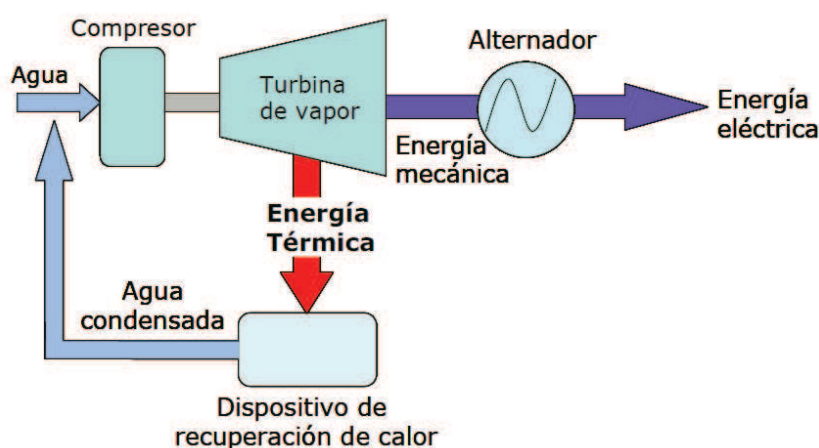


Figura 3.5. Esquema de funcionamiento de una turbina de vapor para cogeneración. Fuente: (ENERPYME, 2006)

A continuación se muestra una tabla resumen de las principales características de una turbina de vapor para cogeneración.

Tabla 3.3. Resumen de características técnicas una turbina de vapor para cogeneración a pequeña escala y microcogeneración. Fuente (COGEN, 2006)

	Equipo típico
Potencia eléctrica	500 kWe
Rendimiento eléctrico	10%
Potencia térmica	3000 kWt
Rendimiento térmico	70%
Inversión	Variable

3.2.3. Motores Stirling.

Para aplicaciones a pequeña escala con una capacidad de entre 0,2 kWe y 9 kWe, se pueden utilizar motores Stirling.

Estos motores son dispositivos de combustión externa y por lo tanto difieren sustancialmente de los modelos convencionales. El motor Stirling tiene menos partes móviles que los motores convencionales, y carecen de válvulas, balancines, inyectores de combustible o bujías. Por lo tanto, es más silencioso que los motores normales. Los motores Stirling también requieren poco mantenimiento y la emisión de contaminantes es baja.

El funcionamiento del motor Stirling se basa en la tendencia de los gases a incrementar su volumen al calentarse y a reducirlo al enfriarse. El motor Stirling posee un gas en su interior, al cual se somete a una serie de ciclos de enfriamiento y calentamiento, produciendo con ello un movimiento mecánico del émbolo. Dicho movimiento se aprovecha para generar electricidad con un alternador.

El fluido para mantener el foco frío se calienta durante el proceso, siendo a partir de este fluido caliente de donde se obtiene la energía térmica.

De todos los ciclos conocidos es el único con capacidad para aproximarse al rendimiento máximo teórico de Carnot. De todos los motores térmicos sería el ideal.

Aunque todo parecen ventajas para este tipo de motor, aún no se dispone de la tecnología suficiente como para conseguir unos comportamientos fiables en el tramo de potencia en el que queremos trabajar

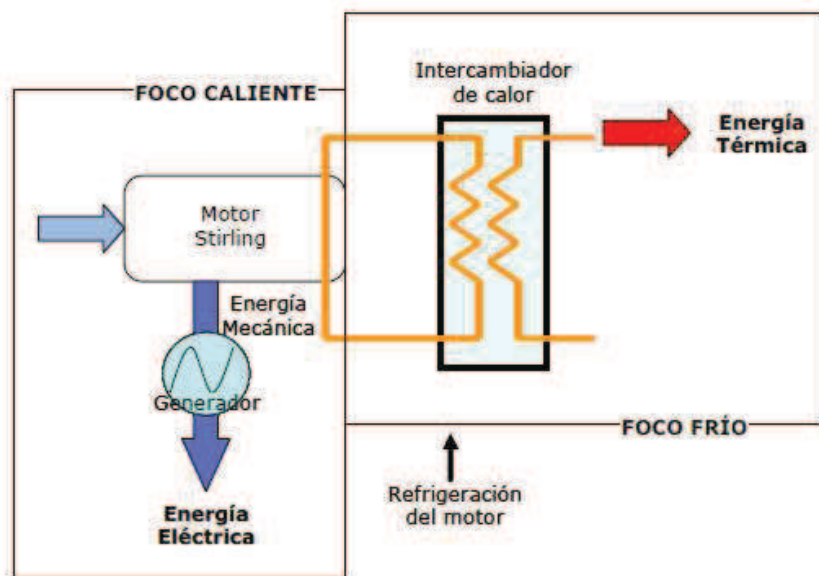


Figura 3.6. Esquema de funcionamiento del motor Stirling para cogeneración. Fuente: (ENERPYME, 2006)

Tabla 3.4. Resumen de las características técnica del motor Stirling para cogeneración a pequeña escala y microcogeneración. Fuente: (COGEN, 2006)

	Equipo más pequeño	Equipo típico
Potencia eléctrica	1 kWe	7,5 kWe
Rendimiento eléctrico	11%	24%
Potencia térmica	7 kWt	22 kWt
Rendimiento térmico	79%	70%
Inversión	6000 €/kWe	2600 €/kWe

3.2.4. Pilas de combustible.

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte directamente la energía química contenida en un combustible en energía eléctrica.

Para ello, en su interior tiene lugar una reacción electroquímica, en la que una sustancia cede electrones a otra. Como resultado de esta reacción, además de electricidad, se obtiene agua como único subproducto. Se trata, por ello, de una fuente de energía exenta de emisiones contaminantes.

A continuación se describen los componentes principales de una pila de combustible.

- **Cátodo:** Es uno de los dos electrodos de la pila. En éste tiene lugar la reacción de reducción. Como agente reductor se utiliza el oxígeno puro o atmosférico.
- **Ánodo:** En el segundo de los electrodos tiene lugar la oxidación. El agente oxidante suele ser el combustible, normalmente hidrógeno.
- **Electrolito:** Disolución que separa al cátodo del ánodo. Es el medio encargado de permitir el movimiento de los iones entre ambos polos.
- **Catalizador:** El catalizador es un material especial que facilita la reacción del oxígeno y el hidrógeno.

Existen diferentes tipos de pilas de combustible dependiendo del electrolito y el combustible utilizado.

En este apartado, hay que aclarar que si bien la pila de combustible utiliza hidrógeno, es necesario generar dicho hidrógeno. La obtención del hidrógeno puede hacerse a partir de gasolina, metanol (estos dos son más habituales en aplicaciones dirigidas a la automoción), gas natural (más frecuente en aplicaciones estacionarias como la cogeneración).

Es importante conseguir que la obtención de hidrogeno sea lo más eficiente y medioambiental posible de lo contrario los beneficios de la pila de combustible se podrían neutralizar.

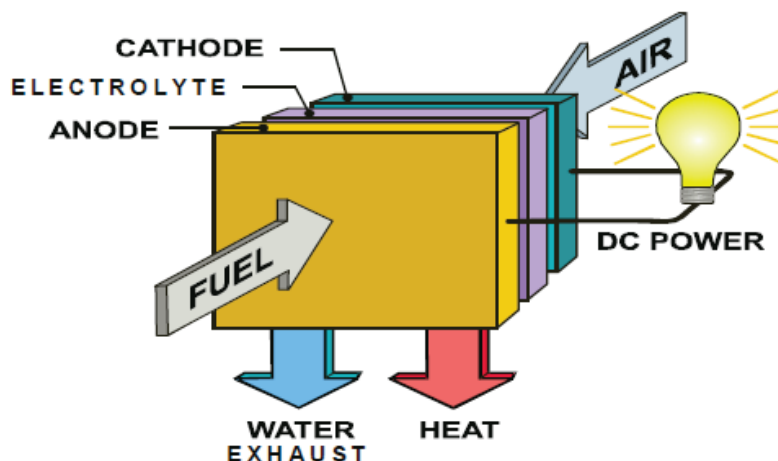


Figura 3.7. Pila de combustible. Fuente: (ENERPYME, 2006)

Tabla 3.5. Características técnicas de la pila de combustible para cogeneración a pequeña escala y microcogeneración. Fuente: (COGEN, 2006)

	Pila más pequeña	Pila típica
Potencia eléctrica	1 kWe	200 kWe
Rendimiento eléctrico	38%	36%
Potencia térmica	1,2 kWt	217 kWt
Rendimiento térmico	47%	39%
Inversión	Más de 100000 €/kWe	5000 €/kWe

3.2.5. Motores de combustión interna alternativos.

Los motores de combustión interna alternativos (MCIA), son máquinas térmicas que transforman la energía química contenida en un combustible en energía mecánica mediante un proceso de combustión.

Existen dos tipos principales de MCIA, los de encendido provocado (MEP) y los de encendido por compresión (MEC).

La mayoría de las unidades de cogeneración a pequeña escala son motores de combustión interna. Los motores de combustión interna tienen una eficiencia eléctrica más alta que las turbinas, pero la energía térmica que producen es generalmente a temperaturas más bajas y por lo que son muy apropiados para aplicaciones de edificios.

Para la aplicación estudiada vamos a centrarnos solamente en el uso de motores de encendido provocado. El combustible que utilizaremos será gas natural.

Para obtener electricidad le acoplamos al eje del motor un alternador.

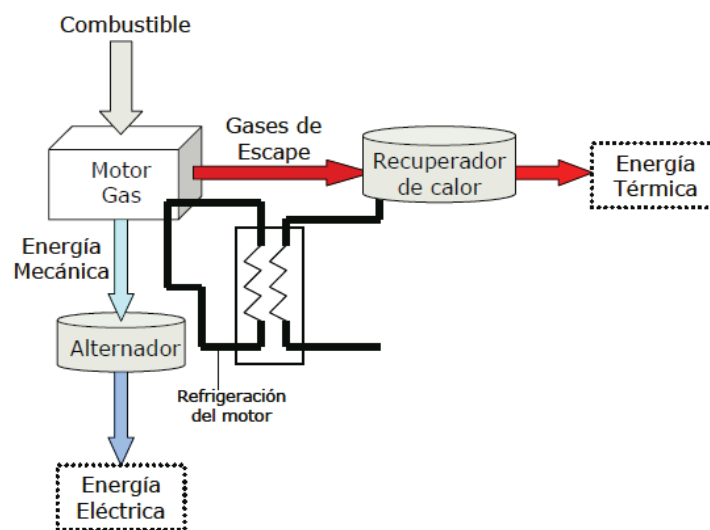


Figura 3.8. Esquema de funcionamiento del motor de gas. Fuente: (ENERPYME, 2006)

La energía térmica se obtiene de dos maneras:

- Recuperando el calor de los gases de escape.
- Recuperando calor del sistema de refrigeración del motor.

El uso de MCIA nos permite entre otras cosas una regulación sencilla del sistema de generación. Pudiendo llegar a trabajar en el régimen de carga que se considere oportuno, con solo actuar sobre la cantidad de mezcla aire-combustible que entra en el motor.

Tabla 3.6. Características económicas y técnicas de los motores de gas para cogeneración a pequeña escala y microcogeneración. Fuente (COGEN, 2006)

	Equipo más pequeño	Equipo típico
Potencia eléctrica	5 kWe	250 kWe
Rendimiento eléctrico	26%	36%
Potencia térmica	12 kWt	360 kWt
Rendimiento térmico	62%	53%
Inversión	3000 €/kWe	800 €/kWe

3.2.6. Elección de la tecnología de generación.

Una de las principales cuestiones que nos planteamos a la hora de cogenerar a pequeña escala o microcogenerar es el tipo de tecnología a emplear en la instalación.

Una vez descritas las posibles tecnologías que son factibles de utilizarse en cogeneración actualmente, vamos a elegir de manera razonada la que más se adapta a nuestras necesidades.

En una primera criba vamos a descartar las siguientes tecnologías:

- **Turbinas de vapor.** Aunque tiene un elevado rendimiento térmico su bajo rendimiento eléctrico, su complejidad de diseño y sobretodo un coste económico muy variable, nos llevan a descartar ésta opción.
- **Motores Stirling.** La razón fundamental para rechazar el motor Stirling es su inmadurez tecnológica. Además su limitado rango de potencias de trabajo disponibles, sumado a su elevado coste hacen inviable actualmente su aplicación en instalaciones residenciales de este tipo.
- **Pilas de combustible.** A priori disponer de una pila de combustible sería la opción más respetuosa con el medioambiente. En contra se tiene la necesidad de generar hidrógeno. Hoy en día no existen sistemas baratos para la producción de hidrógeno a escala industrial, por lo que la generación de manera local del hidrógeno contribuiría a aumentar los costes de operación y mantenimiento de la instalación. A todo esto debemos añadir el elevado coste de los componentes de la pila de combustible.

Después de la primera criba nos quedan dos tecnologías por examinar: la turbina de gas y el motor alternativo.

3.2.6.1. Motor alternativo de encendido provocado frente a la turbina de gas.

De todas las opciones analizadas las dos más viables para nuestra instalación son el motor alternativo y la turbina. En la siguiente tabla se enumeran las ventajas e inconvenientes de ambas tecnologías.

Tabla 3.7. Ventajas e inconvenientes en el uso del motor alternativo o la turbina de gas.

MOTOR ALTERNATIVO	TURBINA DE GAS
VENTAJAS	
<ul style="list-style-type: none"> • Desde 0,1 kW hasta 30 MW de potencia. • Mejor rendimiento térmico para la misma potencia. • Menor precio de instalación para la misma potencia. • La adaptación del régimen de trabajo a la demanda resulta sencilla. • Con un mantenimiento adecuado se puede prolongar su vida útil. • Su rendimiento eléctrico es más alto para la misma potencia (oscila entre 35% y 40%). 	<ul style="list-style-type: none"> • Desde 0,5 kW hasta 100 MW de potencia. • Bajo mantenimiento debido a su menor número de partes móviles. • Gases de escape con alto contenido de oxígeno, lo que nos da la posibilidad de realizar la postcombustión de los gases de escape. • Para la misma potencia presenta un tamaño compacto.
INCONVENIENTES	
<ul style="list-style-type: none"> • Número elevado de partes móviles, lo que implica un mantenimiento elevado. • La ausencia de oxígeno en los gases de escape nos obliga a la instalación de una caldera de apoyo para satisfacer la demanda. • Mayor tamaño para la misma potencia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aunque la temperatura de escape es más alta, tiene un menor rendimiento térmico para la misma potencia. • Tiene menor rendimiento eléctrico para la misma potencia. (oscila entre 20% y 30%). • Alto coste de fabricación para la misma potencia. • Tiempo de vida menor. • Su régimen de trabajo puede resultar muy alto: Ruidos y vibraciones.

Una vez expuestas los pros y contra nos decantamos por la opción del motor alternativo por su coste más reducido, por su facilidad de diseño y por sus mayores prestaciones para trabajar en el tramo de potencia de la cogeneración a pequeña escala.

3.3. Combustible.

3.3.1. El gas natural.

El gas natural es una fuente de energía no renovable compuesto por una mezcla de gases ligeros que se encuentra en yacimientos de petróleo, disuelto o asociado con el petróleo o en depósitos de carbón.

Una de las principales ventajas del gas natural son sus bajas emisiones de CO₂, respecto a otros combustibles convencionales usados en la actualidad. Además es un combustible que se quema más limpia y eficazmente que el resto.

El acceso a las instalaciones de gas en España es relativamente sencillo, debido a la consolidada infraestructura de distribución existente en este país.

El gas natural también puede obtenerse por descomposición de restos orgánicos en plantas de tratamiento (depuradoras, vertederos..., etc.) y en este caso se denomina biogás.

La razón por la cual produce poco CO₂ es que el principal componente, metano, contiene cuatro átomos de hidrógeno y uno de carbono, produciendo 2 moléculas de agua por cada una de CO₂, mientras que los hidrocarburos de cadena larga producen sólo una molécula de agua por cada 1 de CO₂.

Como ventaja añadida es un combustible muy versátil, que puede utilizarse en sistemas de generación más eficientes como el ciclo combinado o la producción de hidrógeno. Su obtención es más sencilla en comparación con otros combustibles.

3.4. Producción de frío por absorción.

El sistema de refrigeración por absorción es un medio para producir frío, que aprovecha que las sustancias absorben calor al cambiar de estado líquido a gaseoso.

El ciclo utiliza las propiedades que tienen algunas sustancias para absorber a otras, tal como el bromuro de litio absorbe el vapor de agua.

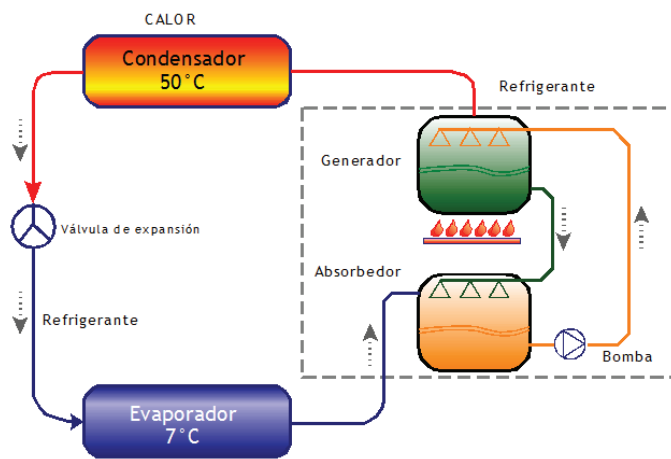


Figura 3.9. Ciclo de refrigeración por absorción. Fuente: Wikipedia

La técnica fue desarrollada en 1859 por Ferdinand Carré⁴, cuando consiguió fabricar hielo con la primera máquina de absorción en un ciclo de amoníaco-agua.

Aunque existen otros pares absorbente-refrigerante, los dos más comercializados son el agua-bromuro de litio y el amoníaco-agua.

El par agua-bromuro de litio es el de mayor eficiencia, pero no permite obtener temperaturas inferiores a 0°C. En este caso el bromuro de litio absorbe al refrigerante, vapor de agua.

En el par amoníaco-agua, el agua es el absorbente y el vapor de amoníaco es el refrigerante. Tiene menor eficiencia que el par anterior, pero por el contrario permite conseguir temperaturas inferiores a los 0°C.

El rendimiento de estos sistemas medidos por el coeficiente de prestación (COP), oscila entre 0,5 para las máquinas de simple efecto y 1,2 para máquinas de doble efecto.

Las diferencias de rendimiento entre este tipo de ciclos y los tradicionales de compresión (COP alrededor de 4) no son comparables entre sí de una manera directa.

El COP de los ciclos de compresión tiene en cuenta la energía eléctrica empleada en hacer funcionar el compresor, pero esta energía no la podemos considerar energía primaria.

⁴ Ingeniero francés (Moislains, 1824-Poncet, 1900)

Los sistemas de absorción utilizan el calor aportado al generador que sí es una energía primaria evaluable.

La instalación de un sistema de frío por absorción es interesante cuando disponemos de una fuente amplia y gratuita de calor. En caso de no disponer de un calor residual se estima que para obtener mejores rendimiento que una instalación convencional el precio del calor deber ser 8 veces menor que el precio de la electricidad.⁵

Frente a los sistemas tradicionales, las máquinas de absorción presentan las siguientes ventajas e inconvenientes.

Tabla 3.8. Ventajas e inconvenientes de las máquinas de absorción.

VENTAJAS	INCONVENIENTES
<ul style="list-style-type: none"> • Inexistencia de partes móviles. • Alta fiabilidad. • Alto número de horas de funcionamiento, sin revisiones ni averías. • Escaso mantenimiento y pocos controles. • Menos coste de explotación y reducción de la demanda punta de electricidad. • Uso de refrigerantes no agresivos con la capa de ozono • Imposibilidad de descarga de gases nocivos o peligrosos a la atmósfera. 	<ul style="list-style-type: none"> • Su precio es mayor que el de un aparato convencional, aunque se amortiza rápidamente por su bajo consumo de energía y bajo mantenimiento. • El rendimiento es menor que por el método de compresión, en algunos casos esto se compensa con energía calórica económica e incluso residual. • Aparatos voluminosos que requieren inmovilidad. • Requiere la instalación de una torre de refrigeración.

⁵ (Refrigeración por absorción, interés energético e impacto ambiental pág. 4)

La variación en las prestaciones de una máquina de absorción viene dada por tres parámetros:

- **Temperatura del agua caliente del generador.** Si la temperatura del agua caliente del generador aumenta, la capacidad frigorífica también. Cuanta más alta sea la temperatura del agua que introducimos desde el cogenerador más frío produciremos.
- **Temperatura del agua de enfriamiento.** Cuanto más baja sea la temperatura de enfriamiento mayor será la capacidad frigorífica. Todo el calor extraído al agua refrigerada más el aportado como energía térmica debe de ser disipado. Aunque existe diversos sistemas de enfriamiento (p.ej. disipar calor en un lago) lo más común es utilizar una torre de refrigeración. Ésta debe estar correctamente diseñada, ya que en la época estival se podría dar el caso de que la temperatura exterior sea mayor que la temperatura a disipar.
- **Temperatura del agua refrigerada en retorno a la máquina.** Cuanto mayor sea el salto térmico entre el agua refrigerada en el retorno a la máquina y el agua refrigerada a la salida de la máquina mayor será el COP de la instalación.

Capítulo 4: Marco legislativo.

4. Marco legislativo.

4.1. Real Decreto 616/2007, que transpone al derecho español la Directiva 2004/8/CE, sobre fomento de la cogeneración.

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la demanda de calor útil es una prioridad para la Unión Europea y sus Estados Miembros, habida cuenta de sus beneficios.

Este real decreto crea el marco para el fomento de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basándose en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria.

Se establecen las magnitudes que delimitan la alta eficiencia en cogeneración, así como los métodos de cálculo para obtenerlas. Toda la información contenida en esta disposición es de vital importancia, puesto que toda la normativa técnica, aspectos legales o los posibles incentivos económicos están referidos a este real decreto.

4.1.1. Definiciones.

A efectos de lo dispuesto en el presente real decreto se entenderá por:

- a) **Cogeneración**, es la generación simultánea en un proceso, de energía térmica útil (calor útil) y eléctrica y/o mecánica.
- b) **Calor útil**, es el calor producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración.
- c) **Demanda económicamente justificable**, es la demanda que no supere las necesidades de calor o refrigeración y que, de no recurrirse a la cogeneración, se satisfaría en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración.
- d) **Electricidad de cogeneración**, es la electricidad generada en un proceso relacionado con la producción de calor útil.
- e) **Electricidad de reserva**, es la electricidad suministrada a través de la red eléctrica siempre que el proceso de cogeneración se vea perturbado, incluidos periodos de mantenimiento y averías.
- f) **Electricidad de complemento**, es la electricidad suministrada a través de la red eléctrica en los casos en que la demanda de electricidad sea superior a la producción eléctrica del proceso de cogeneración.
- g) **Ahorro de energía primaria (AEP)**, es la diferencia entre el consumo de energía primaria que hubiera sido necesario en

- generación separada de calor útil y electricidad producidos en el proceso de cogeneración, y el consumo real habido, en dicho proceso.
- h) **Ahorro de energía primaria porcentual (PES)**, es la relación entre ahorro de energía primaria y la energía primaria que se hubiera consumido en la producción separada de calor útil y electricidad.
 - i) **Eficiencia global**, es la suma anual de la producción de electricidad y energía mecánica y calor útil, dividida por la cantidad de combustible consumido para la producción de calor y para la producción bruta de electricidad y de energía mecánica, mediante un proceso de cogeneración.
 - j) **Eficiencia**, es el resultado de dividir la energía obtenida en el proceso de transformación por la energía aportada al mismo, calculada esta última a partir del poder calorífico inferior del combustible.
 - k) **Cogeneración de alta eficiencia**, es la que cumple con los requisitos detallados en el anexo III del RD 616/2007, entre los que se citan:
 - (i) Aportar un ahorro de energía primaria de al menos un 10%.
 - (ii) Las unidades de cogeneración a pequeñas escala y de microcogeneración que aporten un ahorro de energía primaria se consideran de alta eficiencia.
 - l) **Valores de referencia de la eficiencia de la producción separada**, es el valor de la eficiencia de las producciones alternativas separadas de calor y electricidad, que se pretende sustituir mediante cogeneración.
 - m) **Relación entre electricidad y calor**, la relación entre electricidad de cogeneración y calor útil cuando se funciona en modo de cogeneración total.
 - n) **Unidad de microcogeneración**, es la unidad de cogeneración con una potencia máxima inferior a los 50 kW_e.
 - o) **Cogeneración a pequeña escala**, es la unidad de cogeneración con una potencia máxima inferior a los 1000 kW_e.
 - p) **Producción en régimen de cogeneración**, la suma de la electricidad y el calor útil procedentes de la cogeneración.

Una vez definidos los términos fundamentales contenidos en el real decreto lo retomaremos en un capítulo posterior para con los métodos que propone la legislación calcular los parámetros de eficiencia de nuestra instalación.

4.2. Régimen especial de producción de energía eléctrica.

El Régimen Especial de producción de energía eléctrica es aquel que, como complemento al Régimen Ordinario, se aplica en España a la evacuación de energía eléctrica a las redes de distribución y transporte procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica y cogeneración.

La Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento que, en lo que a producción se refiere está basado en la libre competencia. Sin embargo, dicha ley hace compatible este fundamento con la consecución de objetivos, tales como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente.

El Régimen Especial de producción está regulado por el Real Decreto 661/2007, en el que se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieran de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre, excepto en el caso particular de la cogeneración no superior a 1 MW y fotovoltaica no superior a 50 MW, que solo tienen la opción de vender en mercado regulado a tarifa, debido a que se hace necesario potenciar sus beneficios medioambientales, habida cuenta de que sus mayores costes no les permitirían entrar en el mercado libre.

El objetivo de estos incentivos, ampliados por el Plan de Energías Renovables 2011-2020, es conseguir que un 22,7% de la energía global se obtenga de fuentes renovables o mediante tecnologías de alta eficiencia. Si nos referimos solamente a producción de energía eléctrica, este porcentaje asciende al 42,3%.

4.3. Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de la producción eléctrica en régimen especial.

Mediante el presente real decreto se establece el régimen jurídico y económico que regula la generación eléctrica en el régimen especial.

4.3.1. Categorías.

Dentro de la clasificación de las instalaciones de generación que establece el artículo 2 del real decreto la cogeneración queda encuadrada en la en la categoría a, *«productores que utilicen la cogeneración u otra forma de generación a partir de energías residuales»*, y dentro de esta categoría en el subgrupo a.1.1 *«cogeneraciones que utilicen como combustible gas natural, siempre que éste suponga al menos un 95% de la energía primaria utilizada o al menos un 65% de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa y/o biogás.»*.

4.3.2. Inclusión dentro del régimen especial.

La inclusión de una instalación dentro del régimen especial es una competencia de la Administración.

Para acogerse al régimen especial es necesario acreditar el cumplimiento de los requisitos del artículo 2 del real decreto, así como las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.

Una vez acreditada la información es necesario presentar la inscripción al régimen especial y esperar la tramitación y resolución del expediente.

4.3.3. Derechos y obligaciones de las instalaciones de régimen especial.

Derechos:

- a) Conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte.
- b) Transferir al sistema a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.
- c) Percibir por la venta, total o parcial, de su energía eléctrica generada neta, la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto. El derecho a la percepción de la tarifa regulada, o en su caso, prima, estará supeditada a la inscripción definitiva de la instalación en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas, con anterioridad a la fecha límite establecida en el artículo 22.
- d) Vender toda o parte de su producción neta a través de líneas directas.
- e) Prioridad en el acceso y conexión a la red eléctrica en los términos establecidos en el anexo XI de este real decreto o en las normas que lo sustituyan.

Obligaciones:

- a) Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.
- b) Para las instalaciones de generación de la categoría a) en el caso en que se produzca una cesión de energía térmica producida, será requisito para acogerse a este régimen retributivo, la formalización de uno o varios o varios contratos de venta de energía térmica, por el total del calor útil de la planta.
- c) Ser inscritas en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 del presente real decreto.
- d) Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

La obligación de adscripción a un centro de control de generación será condición necesaria para la percepción de la tarifa o, en su caso, prima establecida en el presente real decreto, o en reales decretos anteriores vigentes con carácter transitorio. Si la opción de venta elegida fuera la venta a tarifa regulada, el incumplimiento de esta obligación implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa.

Los costes de instalación y mantenimiento de los centros de control de generación, incluyendo la instalación y mantenimiento de las líneas de comunicación con el operador del sistema, serán por cuenta de los generadores en régimen especial adscritos a los mismos. La comunicación de dichos centros control de generación con el operador del sistema se hará de acuerdo a los protocolos y estándares comunicados por el operador del sistema y aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Las condiciones de funcionamiento de los centros de control, junto con las obligaciones de los generadores en régimen especial, en relación con los mismos, serán las establecidas en los correspondientes procedimientos de operación.

4.3.4. Régimen económico.

Para poder vender la electricidad los titulares de las instalaciones deben elegir entre la venta en el mercado libre de la energía, al precio libremente negociado por el titular o el impuesto por el mercado, y la venta a tarifa, que consiste en percibir una tarifa regulada única para cada período (punta o valle)

4.3.4.1. Tarifa regulada.

El régimen retributivo elegido para la instalación es la venta tarifa. A continuación se muestra las tarifas actualizadas por la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, *por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

Tabla 4.1. Tarifas reguladas régimen especial. Fuente: BOE.

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1.1		P≤0,5 MW	17,5757	0
			0,5<P≤1 MW	14,4223	0
			1<P≤10 MW	11,7874	0
			10<P≤25 MW	11,2450	0
			25<P≤50 MW	10,7652	0
	a.1.2		P≤0,5 MW	21,4569	0
			0,5<P≤1 MW	18,2600	0
			1<P≤10 MW	16,1388	0
			10<P≤25 MW	15,7937	0
			25<P≤50 MW	15,3448	0
		Fuel	0,5<P≤1 MW	16,5586	0
			1<P≤10 MW	14,5945	0
			10<P≤25 MW	14,2361	0
			25<P≤50 MW	13,8307	0
c.2				9,0388	0

4.3.4.2. Complementos

4.3.4.2.1 Complemento por eficiencia.

Las instalaciones del régimen especial, a las que les sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente (REE) y aquellas cogeneraciones con potencia instalada entre 50 MW y 100 MW, que en cualquier caso acrediten un REE superior al mínimo exigible por tecnología y combustible, percibirán un complemento por eficiencia, aplicable únicamente sobre la energía cedida al sistema a través de la red de transporte o distribución, basado en un ahorro de energía primaria incremental cuya cuantía se determina de la siguiente forma:

$$\text{Complemento por eficiencia} = 1,1 * \left(\frac{1}{\text{REE}_{\text{mínimo}}} - \frac{1}{\text{REE}_i} \right) * C_n \quad (4.1)$$

De donde:

REE_{mínimo}, rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido.

REE_i, rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación en el año considerado.

C_n, coste unitario de la materia prima del gas natural (en c€/kWh_{PCS}) publicado periódicamente por el Ministerio de Industria.

Tabla 4.2. REE_{mínimo} exigible para recibir el complemento por eficiencia. Fuente BOE.

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente - Porcentaje
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50

4.3.4.2.2 Complemento por energía reactiva.

Toda instalación acogida al régimen especial, recibirá un complemento por el mantenimiento de unos determinados valores del factor de potencia. Este complemento se fija en un porcentaje en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 8,6998c€/kWh, actualizado por la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero.

Tabla 4.3. Valores del factor de potencia y los correspondientes valores porcentuales de bonificación/penalización. Fuente: BOE.

Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	1.00	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4

Para el cálculo de nuestra instalación supondremos que el factor de potencia se mantiene constante en la unidad.

El valor del factor de potencia se mide mediante contadores y se debe mantener de manera horaria. Al final de mes se hace una media del valor obtenido cada hora y sobre éste se realizan los cálculos.

4.3.5. Artículo 22. Plazo de mantenimiento de las tarifas y primas reguladas

«1. Una vez se alcance el 85 por ciento del objetivo de potencia para un grupo o subgrupo, establecido en los artículos 35 al 42 del presente real decreto, se establecerá, mediante resolución del Secretario General de Energía, el plazo máximo durante el cual aquellas instalaciones que sean inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con anterioridad a la fecha de finalización de dicho plazo tendrán derecho a la prima o, en su caso, tarifa regulada establecida en el presente real decreto para dicho grupo o subgrupo, que no podrá ser inferior a doce meses.».

Aunque actualmente no es posible acogerse a los incentivos económicos del régimen especial, es importante desarrollar proyectos de este tipo para estar preparados en caso de un cambio legislativo.

Sin embargo, el hecho de no poder justificar a día de hoy la rentabilidad económica de una instalación de este tipo, no nos exime de trabajar y estudiar tecnologías eficientes y respetuosas con el medio ambiente que ayuden a minimizar la dependencia exterior de energía primaria y a la vez reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

No obstante, vamos situar el desarrollo del trabajo en un entorno real. De esta manera nos acogeremos a los incentivos económicos del régimen especial y tendremos herramientas y datos suficientes para evaluar entre sí, las distintas soluciones que nos vayan surgiendo.

4.3.5.1. Propuesta de régimen económico específico para la cogeneración.

La incertidumbre legislativa en España en materia energética, ha llevado a instituciones como la Asociación Española para la promoción de la Cogeneración (COGEN-España) a proponer un régimen económico específico para la cogeneración⁶.

En líneas generales el cambio que se propone es asemejar la legislación española a la de otros países europeos tales como Bélgica, Alemania y Polonia, de forma que los planes de apoyo sean similares dentro de la Unión Europea.

Según la propuesta el operador podrá seguir eligiendo el régimen venta de la electricidad, en mercado libre o con tarifa, tal y como se especifica en el RD 661/2007.

El nuevo régimen económico descrito en la propuesta incluye importantes mejoras en los parámetros de la venta de la energía en el mercado libre.

⁶ (Roqueta, 2012)

De la venta a mercado destaca el modo de operación con autoconsumo y vertido de los excedentes, un nuevo sistema para la retribución de la energía que incluye parámetros como costes de transporte, pérdidas, precio final horario medio,...etc. Y complementos económicos para el desarrollo de la cogeneración.

En cuanto a la venta a tarifa se mantienen las retribuciones del RD 661/2007 y sus sucesivas modificaciones en función del precio del gas. Con el fin de incentivar la reducción de costes se propone ajustar las tarifas a cada bloque de potencia aprovechando la curva de aprendizaje, basándose en los costes sustituidos de plantas que utilicen los mismos combustibles en el régimen ordinario.

En ambos casos serían de aplicación los complementos vigentes en el RD 661/2007: complementos de reactiva, eficiencia y modulación.

Es importante destacar que, a diferencia del sistema retributivo de la cogeneración español, en el sistema europeo las primas no tienen la misión de asegurar una rentabilidad razonable, que se da por supuesta en un régimen competitivo, sino que la función de la prima ayuda son su apoyo a la promoción de la cogeneración para alcanzar determinados objetivos.

En España sólo se apoya económicamente la electricidad vertida a la red, lo cual es causa de importantes desequilibrios, que incitan a exportar mayoritariamente a la red la producción de la cogeneración. En cambio los apoyos económicos europeos se aplican sobre la electricidad producida (consumida o vertida), que en sí mismo debe permitir una retribución razonable competitiva con una comercializadora

Capítulo 5: Cálculo de la eficiencia energética de un sistema de trigeneración.

5. Cálculo de la eficiencia energética de un sistema de trigeneración.

5.1. Introducción

En el marco legislativo descrito en el capítulo anterior se habla de una serie de parámetros técnicos que son necesarios acreditar para solicitar la inclusión en el régimen especial y tener derecho al pago de la tarifa correspondiente y a los complementos de eficiencia y de energía reactiva exportada a la red.

Este capítulo pretende ser el complemento técnico a la legislación contenida en el RD 616/2007; RD 661/2007 y en la Directiva 2004/8/CE.

Los objetos que se persiguen son:

- Calcular los complementos retributivos en función de la eficiencia.
- Determinar la electricidad que es objeto de las garantías de origen.
- Evaluar los índices de eficiencia de las plantas de cogeneración para discriminar las que deben ser objeto de fomento.

Los índices de eficiencia son función del ahorro de energía primaria y pueden determinarse a partir del calor (H), la energía eléctrica producida (E) y el combustible consumido (F).⁷

Existen diferentes criterios de evaluación de las plantas: El RD 661/2007 se basa en el rendimiento eléctrico equivalente (REE), y en el RD 616/2007 el índice empleado es el PES, que consiste en el ahorro de energía primaria porcentual y determina cuándo la electricidad de cogeneración es de alta eficiencia.

El ahorro de energía primaria es el objetivo final de la cogeneración. Todos los procesos de cogeneración ahorran combustible y en consecuencia emisiones de gases de efecto invernadero. En general todas las plantas de cogeneración bien diseñadas aportan estos ahorros, su capacidad de ahorrar puede ser muy diferente en función de su tamaño y sobre todo de lo ajustado de su diseño a la demanda de calor. Por ello la legislación define índices de eficiencia en lugar de ahorros en bruto para evaluar la calidad del diseño de una planta de cogeneración. Los índices más usados son los siguientes:

⁷ Nótese que se utiliza la nomenclatura de la Directiva 2004/8/CE, en detrimento del RD 661/2007, donde calor (Q) y combustible (V).

- **Rendimiento global (η)**, es la relación entre la producción conjunta de energía eléctrica y calor respecto al combustible empleado para ello. Es un valor propio de cada planta y no comparativo con las demás.
- **Rendimiento eléctrico equivalente (REE)**, es el rendimiento comparable con una planta de sólo generación de energía eléctrica, descontando del combustible consumido el necesario para producir por sistemas convencionales el calor. Este índice permite comparar la eficiencia eléctrica de una planta de cogeneración con el rendimiento eléctrico o global de una planta de solo producción de energía eléctrica. Al ser un índice de cálculo fácil, es utilizado en diversos países. Sin embargo, esta comparación directa con plantas del régimen ordinario no tiene en cuenta las pérdidas evitadas en las redes de transporte y distribución.

Los rendimientos mínimos exigidos son los reflejados en la Tabla 4.2

- **PES (Primary energy saving) o ahorro porcentual de energía primaria**, es la relación entre el ahorro de energía primaria y la energía primaria que se hubiera consumido en generación separada de calor y electricidad.
- **Índice de energía limpia (IEL)**, indica la proporción de electricidad que se hubiese podido generar con el ahorro de energía primaria. No se ha tenido en cuenta en el estudio por resultar redundante con relación a los índices antes descritos.

5.2. Calor útil.

La demanda de calor útil definida por su cantidad y calidad es determinante en la configuración y el tamaño de una planta de cogeneración.

A diferencia del sector industrial, en el sector residencial la demanda de calor útil viene justificada exclusivamente por las necesidades de confort de las viviendas, tanto de calor como de frío. Por tanto el criterio de arranque de la instalación será siempre la necesidad de calentar o enfriar el bloque de viviendas (más adelante se verá que lo realmente interesante es estar funcionando la mayor cantidad de horas posibles).

En la industria el cálculo del calor útil puede resultar complicado dependiendo de la tecnología de cogeneración elegida, la variedad de procesos demandantes de calor y la propia complejidad, en cuanto a equipos se refiere de la instalación estudiada.

En resumidas cuentas, podemos afirmar que el calor útil es el coproducto térmico de la cogeneración. Es un caudal de materia⁸ con un contenido de calor. Su cálculo o estimación tiene como objetivo el cálculo del combustible evitado⁹.

Por tanto el calor que procede de la cogeneración (H_{CHP}) se define como calor útil y el calor que se ha producido fuera de un proceso de cogeneración (p.ej. en un caldera de apoyo, procesos de postcombustión, calor disipado por cualquier motivo,...etc.) se denomina calor de no cogeneración (H_{no-CHP}) de forma que el calor total producido en la instalación es:

$$H = H_{CHP} + H_{no-CHP} \quad (5.1)$$

El cálculo del calor útil cuando se usa como medio material el agua, viene dado por la ecuación siguiente:

$$H_{CHP} = \dot{m} * (h_1 - h_2) \quad (5.2)$$

Es decir, el flujo másico de agua multiplicado por el salto entálpico que se produce entre la salida y el retorno del fluido de trabajo en el cogenerador.

En nuestro caso particular el calor útil se obtiene directamente. Es el producido por el cogenerador durante sus horas de funcionamiento.

$$H_{CHP} = \frac{P_{t\acute{e}rmica}}{\text{Horas de funcionamiento}} \quad (5.3)$$

De donde,

$P_{t\acute{e}rmica}$, es la potencia en kWt dada por el fabricante del equipo.

Horas de funcionamiento, se obtiene de dividir la demanda entre la potencia térmica.

⁸ El fluido caloportador de la instalación será agua.

⁹ El combustible evitado es considerado como energía primaria.

El cálculo del calor de no cogeneración es análogo al expuesto anteriormente.

5.2.1. Uso del calor útil en refrigeración.

El anexo I del RD 661/2007 establece que en caso de que la demanda sea de refrigeración la energía térmica útil correspondiente tomará el valor de la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración. Esta indicación es aplicable sólo a la climatización de edificios.

Por tanto, la metodología para la obtención del calor útil cuando el calor producido por una cogeneración se emplea en la producción de frío mediante máquinas de absorción es la siguiente:

- a) Si la generación de frío se realiza a temperatura superior a 0°C el calor útil corresponderá a la demanda de refrigeración final.
- b) Si la generación de frío se realiza a temperatura inferior a 0°C el calor útil corresponderá a todo el calor consumido por las máquinas de absorción.

En nuestro caso nos encontramos en el primero de los expuestos.

5.3. Evaluación de los parámetros de eficiencia y electricidad de cogeneración.

El calor útil es una magnitud que se utiliza para calcular, entre otros, los siguientes índices de eficiencia y parámetros.

- Rendimiento eléctrico equivalente (REE).
- Ahorro de energía primaria (AEP).
- Ahorro porcentual de energía primaria (PES).
- Rendimiento global y rendimientos térmicos.
- Electricidad de cogeneración. (E_{CHP})

5.3.1. Cálculo del rendimiento eléctrico equivalente.

La ecuación que se utiliza para el cálculo del REE, es la siguiente:

$$REE = \frac{E}{F_{CC} + F_{no-CHP, H \text{ postcombustión}} - \frac{H_{CHP} + H_{no-CHP \text{ postcombustión}}}{Ref H_{\eta}}} \quad (5.4)$$

Donde,

E , energía eléctrica generada por la planta de cogeneración.

F_{CC} , combustible consumido por la cogeneración.

$F_{no-CHP, H \text{ postcombustión}}$, combustible consumido por dispositivos de postcombustión.

H_{CHP} , calor útil producido por la cogeneración.

$H_{no-CHP, H \text{ postcombustión}}$, Calor producido por dispositivos de postcombustión.

$Ref H_{\eta}$, valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor.

Si eliminamos de esta ecuación los elementos que no existen en nuestra instalación queda definida de la siguiente manera:

$$REE = \frac{E}{F_{CC} - \frac{H_{CHP}}{Ref H_{\eta}}} \quad (5.5)$$

5.3.2. Ahorro de energía primaria (AEP) y emisiones de gases efecto invernadero.

Para calcular el ahorro bruto de energía primaria vamos a evaluar la diferencia entre la energía consumida por la instalación para satisfacer la demanda energética del edificio y la que hubiese sido necesaria para generar cada tipo de energía de manera separada por métodos convencionales.

Además, estos consumos energéticos los referiremos a energía primaria, por medio de las tablas con los factores de conversión publicadas por el IDAE.

De manera idéntica procederemos al cálculo de las emisiones brutas de gases de efecto invernadero.

Tabla 5.1. Factores de conversión energía final/energía primaria y factores de emisión de CO₂ para combustibles. Fuente (IDAE, 2011)

COMBUSTIBLES					
FUENTE ENERGÉTICA	CONSUMO FINAL DIRECTO		ENERGÍA PRIMARIA ⁽¹⁾		FACTOR DE EMISIÓN ⁽²⁾⁽³⁾
	tep	Volumen específico	tep	MWh	tCO ₂ /tep
Hulla	1	2,01 t	1,14	13,21	4,23
Lignito negro	1	3,14 t	1,14	13,21	4,16
Carbón para coque	1	1,45 t	1,14	13,26	4,40
Biomasa agrícola	1	3,34 t	1,25	14,53	neutro
Biomasa industria forestal	1	2,87 t	1,25	14,53	neutro
Coque de petróleo	1	1,29 t	1,42	16,49	4,12
Gas de coquerías	1	1,08 t	1,14	13,26	1,81
Gasóleo C	1	1,092 l	1,12	13,02	3,06
Fuelóleo	1	1,126 l	1,11	12,91	3,18
Gas Natural	1	910 Nm ³	1,07	12,44	2,34
Gases Licuados de Petróleo (GLP)	1	1,763 l	1,05	12,21	2,72
Butano	1	1,670 l	1,05	12,21	2,72
Propano	1	1,748 l	1,05	12,21	2,67
Gas de refinería	1	0,85 t	1,12	13,07	2,30

Tabla 5.2. Factores de conversión energía final/energía primaria y factores de emisión de CO₂ para la electricidad. Fuente (IDAE, 2011)

ELECTRICIDAD									
TECNOLOGÍA	ENERGÍA FINAL		ENERGÍA PRIMARIA				FACTOR DE EMISIÓN		
			Bornas de central		En punto de consumo		En bornas de alternador (bruta)	En bornas de central (neta)	En punto de consumo
	MWh	tep	MWh	Tep	MWh	tep	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ /MWh
Carbón	1	0,086	2,79	0,24	3,04	0,26	0,96	1,00	1,09
Nuclear	1	0,086	3,03	0,26	3,31	0,28	0,00	0,00	0,00
Ciclo Combinado	1	0,086	1,97	0,17	2,15	0,18	0,36	0,38	0,41
Hidroeléctrica	1	0,086	1,00	0,09	1,09	0,09	0	0	0
Cogeneración MCIA ⁽⁴⁾	1	0,086	1,86	0,16	1,95	0,17	0,40	0,42	0,45
Cogeneración TG ⁽⁵⁾	1	0,086	1,86	0,16	1,95	0,17	0,37	0,39	0,42
Cogeneración TV ⁽⁶⁾	1	0,086	1,86	0,16	1,95	0,17	0,42	0,44	0,48
Cogeneración CC ⁽⁷⁾	1	0,086	1,86	0,16	1,95	0,17	0,37	0,39	0,42
Eólica y fotovoltaica	1	0,086	1,00	0,09	1,09	0,09	0	0	0
Solar termoeléctrica	1	0,086	4,57	0,39	4,98	0,43	0	0	0
Biomasa eléctrica	1	0,086	3,03	0,26	3,31	0,28	0	0	0
Biogás	1	0,086	2,79	0,24	3,04	0,26	0	0	0
RSU	1	0,086	2,88	0,25	3,14	0,27	0,24	0,25	0,28
Productos petrolíferos	1	0,086	2,54	0,22	2,77	0,24	0,71	0,74	0,80
Energía Eléctrica General	1	0,086	0,18		0,19		0,29	0,30	0,33
			tep /MWh neto		tep /MWh final		tCO ₂ /MWh bruto	tCO ₂ /MWh neto	tCO ₂ /MWh final
			2,06		2,25		3,38	3,52	3,84
			MWh primario/ MWh neto		MWh primario/ MWh final		tCO ₂ /tep bruto	tCO ₂ /tep neto	tCO ₂ /tep final

5.3.3. Ahorro porcentual de energía primaria (PES) y cogeneración de alta eficiencia.

Se entiende por generación de alta eficiencia aquella que cumple lo siguiente:

- Para cogeneraciones de potencia eléctrica igual o superior a 1 MWe, aquella cuya producción aporte un ahorro porcentual de energía primaria de al menos un 10%.
- Para cogeneraciones de potencia eléctrica inferior a 1 MWe, aquella cuyo PES sea mayor que 0%.

El ahorro porcentual de energía primaria posee la siguiente expresión:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right] * 100 \quad (5.6)$$

Los rendimientos descritos en la ecuación anterior se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$CHP H_{\eta} = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (5.7)$$

$$CHP E_{\eta} = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (5.8)$$

Donde H_{CHP} y E_{CHP} son el calor útil y la electricidad de cogeneración respectivamente y F_{CHP} , es el combustible consumido por el cogenerador.

$Ref H_{\eta}$ y $Ref E_{\eta}$ son los rendimientos para la producción separada de calor y electricidad.

5.3.4. Electricidad de cogeneración.

Esta discriminación procede originalmente de las plantas de calefacción de distrito, que generan electricidad mediante un ciclo clásico con turbina de vapor, y aportan calor útil a las redes de calefacción de distrito. Cuando ésta demanda de calor es baja o nula, todo el vapor generado se emplea en la producción de electricidad en la turbina de condensación. Esta electricidad evidentemente no puede considerarse de cogeneración.

En nuestro caso, toda la electricidad será de cogeneración dado que la instalación sólo arranca bajo demanda de calor.

5.3.4.1. Rendimiento global umbral.

El RD 616/2007 establece en su anexo II el rendimiento global umbral que debe tener una instalación para considerar que toda la electricidad producida es de cogeneración.

Para los motores de combustión interna éste rendimiento queda establecido en un mínimo del 75%.

En caso de que el rendimiento global anual sea inferior al especificado anteriormente, la electricidad de cogeneración se calculará según la siguiente ecuación.

$$E_{CHP} = H_{CHP} * C \quad (5.9)$$

Donde el parámetro C se obtiene de la siguiente tabla.

Tabla 5.3. Valores por defecto del parámetro C para distintas tecnologías. Fuente (BOE, 2007).

Tipo de unidad	Valor por defecto para la relación entre electricidad y calor C
Turbina de gas de ciclo combinado con recuperación del calor	0,95
Turbina de contrapresión sin condensado . .	0,45
Turbina con extracción de vapor de condensación	0,45
Turbina de gas con recuperación del calor . .	0,55
Motor de combustión interna	0,75

Capítulo 6: Demanda económicamente justificable de calor.

6. Demanda económicamente justificable de calor.

6.1. Introducción.

Cuando se desarrolla un proyecto de climatización es de suma importancia definir de manera precisa la demanda energética de las viviendas objeto del proyecto. El conocimiento de los intercambio de energía entre la vivienda y el exterior es fundamental.

Normalmente una vez es conocida la demanda energética, el proyectista elige la tecnología y los equipos encargados de satisfacer éstas demandas y asegurar el confort en todas las estancias de la residencia.

Con este trabajo lo que se pretende es analizar el uso residencial que se pueda dar a una combinación de tecnologías disponibles en la actualidad, que ya se utiliza en otros ámbitos, tales como hospitales, piscinas, polideportivos, calefacción de distrito, etc.

Por tanto, a la hora de caracterizar la demanda energética no lo haremos de una forma estricta, sino que trabajaremos de manera aproximada; teniendo cuidado de que nuestros cálculos sean coherentes.

En lo que respecta a los cálculos realizados, seguiremos siempre lo marcado por el Código Técnico de la Edificación y la normativa referente a instalaciones térmicas.

El emplazamiento del proyecto elegido es la Comunidad de Madrid. Pudiendo ser la ubicación de la zona residencial cualquiera de ciudades que la componen.

6.2. Conceptos básicos.

Al hablar de demanda energética es conveniente que distingamos entre energía primaria, energía final y energía útil.

- **Energía primaria.** Es la que se utiliza para la obtención de otras formas más refinadas de energía.
- **Energía final.** Es la que se utiliza en los puntos finales de consumo con fines fundamentalmente térmicos (producir calor) o mecánicos (producir movimiento).
- **Energía útil.** Es la que realmente se aprovecha en los puntos de consumo, en los cuales se producen pérdidas debidas a la ineficiencia en la transformación de la energía.

Un ejemplo doméstico donde se pone de manifiesto los tres tipos anteriores de energía es el funcionamiento de una caldera de gas natural para la producción de agua caliente sanitaria.

Al quemar el gas natural en la caldera, transformamos la **energía primaria** contenida en éste en energía térmica que aportamos a un fluido. Esta transformación conlleva una serie de pérdidas de energía en forma de calor en los gases de escape de la caldera. El resultado de la transformación antes mencionada es la **energía final**.

La **energía útil** es la energía en forma de calor presente en el agua que sale del grifo. La podemos cuantificar como la diferencia entre la energía final y las pérdidas caloríficas que se producen por hecho de conducir el agua caliente hasta los puntos de consumo.

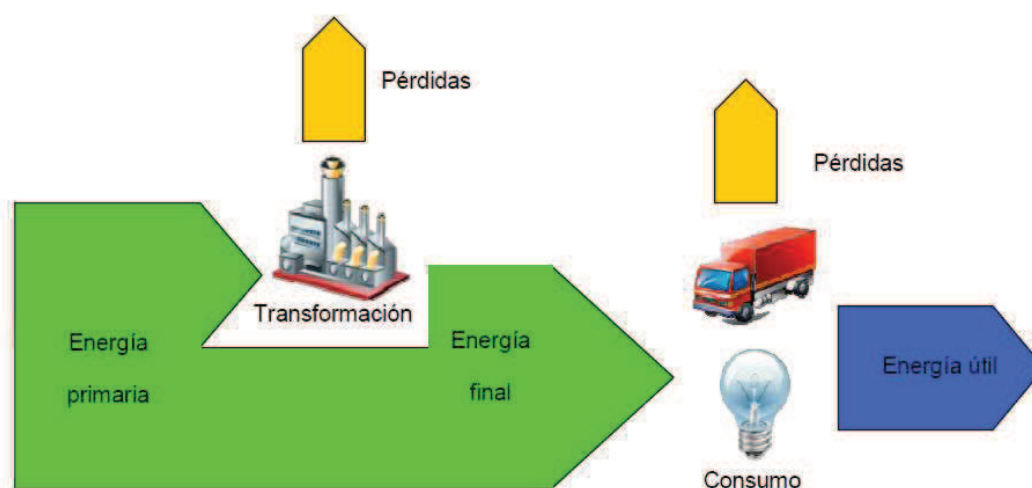


Figura 6.1. Energía primaria, final y útil. Transformación y consumo de energía. Fuente: Plan energético de Navarra.

También es conveniente distinguir entre consumo energético y demanda energética.

Podemos definir **demanda energética** como la cantidad de energía necesaria que se debe suministrar a un edificio para que los usuarios de éste puedan disfrutar de unas determinadas condiciones de confort determinadas reglamentariamente en función del uso de la edificio y de la zona climática donde se ubique. Se compone de la demanda energética de calefacción en los meses de invierno y de la demanda energética de refrigeración de los meses de verano.

En cambio el **consumo energético** es el gasto real de energía que se tiene en un edificio. Depende de las personas y del uso que hagan de la energía.

6.3.2. Climatología.

El clima de Madrid es un clima mediterráneo continental y está influido por las condiciones urbanas. La temperatura promedio es de 14,5°C.

Los inviernos son fríos, con temperaturas inferiores a los 4-5 °C, heladas frecuentes y nevadas. Los veranos son calurosos con medias en torno a los 24 °C en julio y agosto y con máximas que, puntualmente y de forma discontinua, pueden alcanzar los 35 °C. Las precipitaciones anuales son superiores a los 400 mm, con mínimos muy marcados en verano (cuatro meses secos, de junio a septiembre) y grandes oscilaciones entre la zona noroeste, bastante más lluviosa, y la zona sureste que resulta más árida.

Tabla 6.1. Datos de temperatura de la Comunidad de Madrid. Fuente AEMET.

MES	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	AÑO
Temperatura media(°C)	6,2	7,9	10,7	12,4	16,1	21,0	24,8	24,5	20,5	14,6	9,7	7,0	14,6
Temperatura máxima media(°C)	9,7	12,0	15,7	17,5	21,4	26,9	31,2	30,7	26,0	19,0	13,4	10,1	19,5
Temperatura mínima media(°C)	2,6	3,7	5,6	7,2	10,7	15,1	18,4	18,2	15,0	10,2	6,0	3,8	9,7

En el Documento Básico: Ahorro de energía del Código Técnico de la Edificación se definen doce zonas climáticas en función de las severidades climáticas de invierno (A, B, C, D) y de las severidades climáticas de verano (1, 2, 3, 4).

Madrid queda como se puede ver en la siguiente tabla queda definida como D3.

Tabla 6.2. Zonas climáticas de algunas ciudades españolas. Fuente. (Ministerio, 2006) CTE.

Alicante	B4
Almería	A4
Ávila	E1
Badajoz	C4
Barcelona	C2
Bilbao	C1
Burgos	E1
Cáceres	C4
Cádiz	A3
Castellón de la Plana	B3
Ceuta	B3
Ciudad real	D3
Córdoba	B4
Coruña (a)	C1
Cuenca	D2
Donostia-San Sebastián	C1
Girona	C2
Granada	C3
Guadalajara	D3
Huelva	B4
Huesca	D2
Jaén	C4
León	E1
Lleida	D3
Logroño	D2
Lugo	D1
Madrid	D3
Málaga	A3

6.3.3. Descripción del edificio.

Para la realización del presente proyecto vamos a definir un edificio tipo.

El bloque de viviendas en análisis es un edificio de 10 alturas, con cinco portales cada uno con 20 unidades habitables Las características generales del edificio son las siguientes:

- Edificio de nueva construcción.
- Dispone de 100 unidades de uso.
- Todas las unidades de uso tienen la misma superficie.
- Las unidades de uso se componen de sala de estar, cocina, tres dormitorios y dos baños.
- Está ubicado en Madrid.

Se define unidad de uso como edificio o parte de él destinada a un uso específico, en la que sus usuarios están vinculados entre sí, bien por pertenecer a una misma unidad familiar, empresa, corporación; o bien por formar parte de un grupo o colectivo que realiza la misma actividad. En edificios de vivienda, cada una de las viviendas.

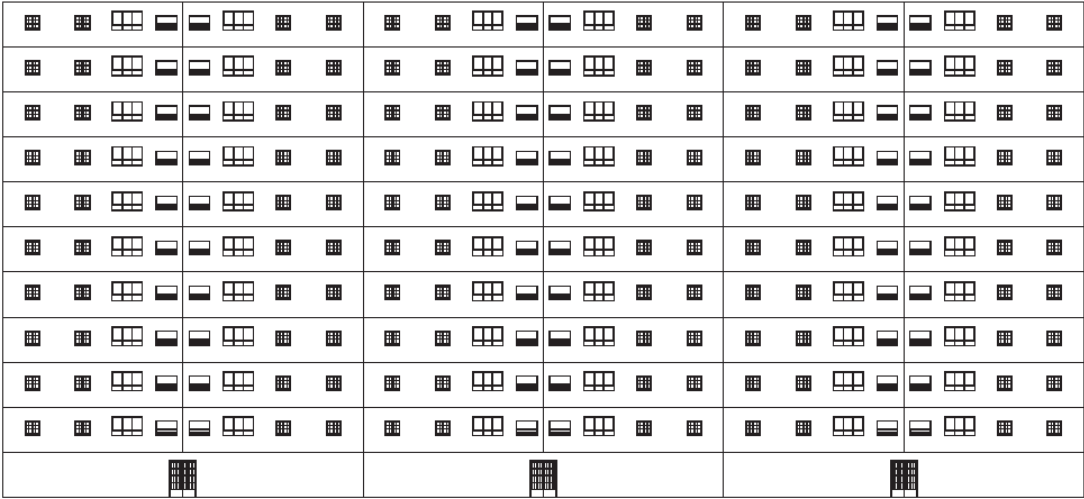


Figura 6.3. Bloque de viviendas tipo. Elaboración propia

6.4. Demanda energética en un edificio de nueva construcción.

6.4.1. Demanda de energía térmica.

6.4.1.1. Demanda de ACS.

El proceso para el cálculo de la demanda de ACS es el especificado en el documento básico de ahorro de energía del Código Técnico de la Edificación, DB-HE del CTE.

Tabla 6.3. Demanda de referencia a 60°C. CTE

CRITERIO DE DEMANDA	LITROS ACS/DÍA A 60°C
Vivienda unifamiliar	30 por persona
Vivienda multifamiliares	22 por persona
Hospitales y clínicas	55 por cama

Consideramos 60°C como temperatura de referencia para el ACS y al tratarse de viviendas multifamiliares un consumo de 22 litros por persona. La ocupación media de la vivienda se considera de 4 personas, esto arroja un resultado de demanda de 88 litros de ACS por vivienda.

Después de realizar las correcciones oportunas debidas a la estacionalidad en el consumo de ACS, obtenemos los resultados de la Tabla 6.4.

Tabla 6.4. Demanda corregida mensual de ACS. Elaboración propia.

MES	DEMANDA (litros)
Enero	2930,40
Febrero	2851,20
Marzo	2719,20
Abril	2864,40
Mayo	2750,88
Junio	2692,80
Julio	2376,00
Agosto	2059,20
Septiembre	2428,80
Octubre	2481,60
Noviembre	2587,20
Diciembre	2442,00

El paso siguiente es calcular energía necesaria para calentar el volumen demandado de ACS desde la temperatura de red hasta la temperatura de servicio. Para ello se aplica la ecuación (6.1).

$$Q_{ACS} = V_{ACS} * \rho_{agua} * C_p * (T_{ACS} - T_{red}) \quad (6.1)$$

Una vez obtenida la demanda corregida de agua caliente y la cantidad de energía necesaria para calentarla, procedemos al cálculo de la potencia requerida.

Para simplificar dispondremos un depósito acumulador con capacidad para almacenar toda el agua necesaria de una jornada. Además, supondremos que debemos calentarla toda en una hora, siendo éste el caso más desfavorable.

Nos servimos de la ecuación (6.2) para calcular la potencia demandada.

$$P_{ACS} = \frac{Q_{ACS}}{\Delta\tau} \quad (6.2)$$

A su vez vamos a determinar la potencia que necesita un calentador convencional para suministrar el volumen de ACS requerido. Para ello elegimos una caldera con un rendimiento arbitrario del 85% y aplicamos la ecuación (6.3).

$$\eta_{caldera} = \frac{P_{caldera}}{P_{ACS}} \quad (6.3)$$

Aplicamos las ecuaciones anteriores y se obtienen los resultados de la Tabla 6.5

Tabla 6.5. Resultados para el cálculo mensual de ACS. Elaboración propia.

Mes	Volumen ACS (litros)	Tº agua red (°C)	QACS(kWh)	PACS(kW)	Pcalentador(kW)
Enero	2930,40	8	177,19	177,19	208,46
Febrero	2851,20	8	172,40	172,40	202,82
Marzo	2719,20	10	158,09	158,09	185,99
Abril	2864,40	12	159,87	159,87	188,09
Mayo	2750,88	14	147,14	147,14	173,11
Junio	2692,80	17	134,64	134,64	158,4
Julio	2376,00	20	110,51	110,51	130,02
Agosto	2059,20	19	98,17	98,17	115,5
Septiembre	2428,80	17	121,44	121,44	142,87
Octubre	2481,60	13	135,62	135,62	159,56
Noviembre	2587,20	10	150,42	150,42	176,97
Diciembre	2442,00	8	147,65	147,65	173,72

Donde:

$Q_{ACS}(kW)$, es la energía que se debe aportar al agua para que su temperatura varíe desde la temperatura de red a la temperatura de servicio.

$P_{ACS}(kW)$, es la potencia que se aporta al fluido para que su temperatura varíe desde la temperatura de red a la temperatura de servicio.

$P_{calentador}(kW)$, es la potencia que debe proporcionar una máquina térmica convencional con un rendimiento arbitrario del 85% para variar la temperatura del agua desde la temperatura de red a la temperatura de servicio.

6.4.1.2. Climatización.

6.4.1.2.1 Zona climática y condiciones de diseño.

La carga térmica (potencia de refrigeración o calefacción que requiere la instalación, en un determinado instante, para mantener unas condiciones térmicas interiores dadas) está condicionada por el propósito de la instalación, su localización y las características de los cerramientos del ambiente que se pretende controlar.

Estas condiciones se especifican como “condiciones interiores y exteriores de diseño” (o de proyecto) y están definidas en el Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE) y sus instrucciones técnicas complementarias en el caso de instalaciones térmicas de los edificios, “destinadas a atender la demanda de bienestar térmico e higiene a través de las instalaciones de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria”.

Tal y como se definió en el apartado de climatología, Madrid pertenece a la zona climática D3, caracterizada por inviernos y veranos severos.

En cuanto condiciones de diseño se han elegido las siguientes:

- Temperatura interior de confort en temporada de calefacción y temporada de refrigeración: 21°C
- Humedad relativa interior: 50%
- Temperatura seca exterior: la correspondiente a cada mes la guía técnica de las condiciones climáticas exteriores de proyecto.

Tabla 6.6. Condiciones interiores de diseño. RITE

Estación	Temperatura operativa °C	Velocidad media del aire m/s	Humedad relativa %
Verano	23 a 25	0,18 a 0,24	40 a 60
Invierno	20 a 23	0,15 a 0,20	40 a 60

Las condiciones exteriores de diseño se encuentran disponibles en la Guía técnica de las condiciones climáticas exteriores de proyecto.

6.4.1.2.2 Períodos de funcionamiento

Vamos a definir los regímenes de operación que son: régimen de invierno, condiciones de uso del edificio durante la temporada de calefacción y régimen de verano, condiciones de uso del edificio durante la temporada de refrigeración. Según el DB-HE 1 del CTE se define como:

- **Temporada de calefacción:** como mínimo los meses de diciembre a febrero.
- **Temporada de refrigeración:** como mínimo se extiende de junio a septiembre.

6.4.1.2.3 Clasificación de las cargas térmicas.

Para estimar la demanda de energía térmica vamos a tener en cuenta sólo los siguientes tipos de cargas:

- Carga por transmisión a través de los cerramientos del bloque de viviendas.
- Carga por radiación a través de las superficies acristaladas. Sólo la tendremos en cuenta en la temporada de refrigeración.
- Carga debida a infiltraciones.

El proceso de cálculo de cada tipo de carga se desarrolla en el documento anexo: Cálculos.

6.4.1.2.4 Carga por transmisión a través de los cerramientos y las superficies acristaladas.

La carga por transmisión se obtiene aplicando la ecuación (6.4).

$$Q = U * S * \Delta t \quad (6.4)$$

Donde:

Q, pérdida de energía a través de los paramentos de la vivienda.

U, coeficiente de transmitancia térmica propio de cada cerramiento.

S, superficie en metros cuadrados a través de la cual se realiza el intercambio de energía.

Δt , salto térmico entre el exterior y el interior de la vivienda.

El coeficiente de transmitancia térmica lo vamos a obtener directamente de las bases de datos del programa LIDER.¹⁰ Elegiremos los cerramientos tipo predeterminados por el programa.

¹⁰ LIDER es la aplicación informática que permite cumplir con la opción general de verificación de la exigencia de Limitación de Demanda Energética establecida en el Documento Básico de la Habitabilidad y Energía del Código Técnico de la Edificación (CTE-HE1).

6.4.1.2.5 Carga por radiación a través de superficies acristaladas.

La carga térmica por radiación a través de superficies acristaladas, se explica como la energía incidente de los rayos de sol, que entran a una vivienda y cuya energía se almacena en cualquier cuerpo expuesto a ellos. Se determina con la expresión (6.5).

Debido a que en la época invernal este tipo de carga juega a nuestro favor, la vamos a desestimar y sólo la vamos a tener en cuenta para la época de refrigeración.

$$Q_{radiación} = A_{cristal} * I * f \quad (6.5)$$

Donde:

$A_{cristal}$, es el área a través de la que inciden los rayos de sol.

I , irradiación solar. Depende de la orientación y hora del día.

f , Factor de transmitancia depende del tipo de cristal, uso de cortinas, etc. Para este proyecto se considerará el uso de cortinas $f=0,5$.

6.4.1.2.6 Cargas térmicas por infiltraciones.

Las cargas térmicas por infiltraciones son las que se produce por defectos estructurales, anomalías en el aislamiento o por el mal cierre de ventanas.

Las vamos a estimar como un 10% de la carga térmica por transmisión del edificio.

6.4.1.2.7 Coeficiente de mayoración de cargas.

Se debe incluir un factor de seguridad que sobredimensione la instalación de manera que incluya posibles desajustes tanto en las estimaciones como en las condiciones de operación, así como en las cargas debidas a la circulación del fluido a través de los conductos y diferentes elementos de la instalación.

También debido a que no hemos estimado la totalidad de cargas que entran en juego en una vivienda debemos contemplar algún tipo de mayoración.

De esta manera el coeficiente de mayoración de cargas estará compuesto por dos factores:

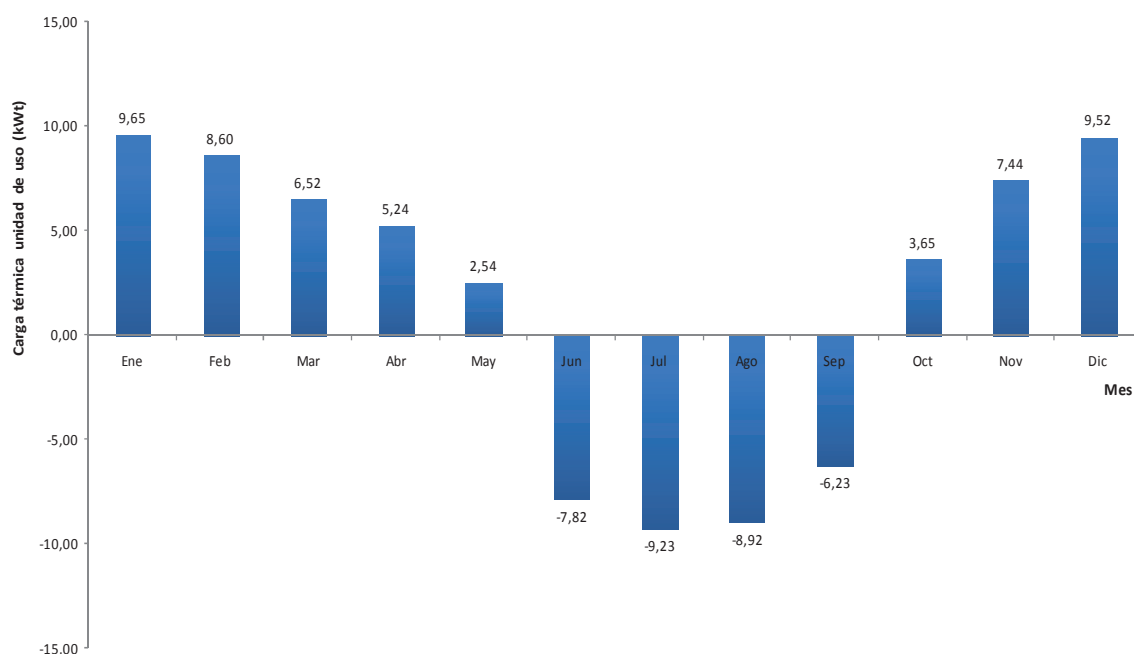
- Factor de cargas de la instalación, $K_{cargas}=12\%$
- Factor de seguridad, $K_{seguridad}=8\%$.

6.4.1.2.8 Resultados obtenidos de cargas térmicas.

Una vez definidos los tipos de carga térmica a tener en cuenta, estamos en disposición de obtener la carga térmica de una unidad de uso.

$$Q_{\text{térmica}} = +(Q_{\text{trans}} + Q_{\text{rad}} + Q_{\text{infiltr}}) * (1 + K_{\text{mayoración}}) \quad (6.6)$$

El criterio de signos seguidos es el siguiente: las cargas térmicas de calefacción se consideran con signo positivo dado que es el calor que se debe aportar a la vivienda para mantener las condiciones de confort y con signo negativo la carga de refrigeración por ser el calor que debemos extraer de los recintos a climatizar.



Gráfica 6.1. Carga térmica mensual para una unidad de uso. Elaboración propia.

En la anterior gráfica podemos apreciar como varía la carga térmica para una unidad de uso durante un año. Los valores extremos de la carga se localizan en torno a los 10 kWt tanto para aire acondicionado como para calefacción.

6.4.1.3. Demanda de energía térmica total.

Para conocer la demanda energética térmica total es necesario conocer antes la potencia requerida en la instalación debida a las cargas térmicas antes calculadas.

La potencia térmica total requerida por la instalación es el resultado de sumar las cargas térmicas de calefacción y las de agua caliente sanitaria.

$$P_{total} = P_{climatización} + P_{ACS} \quad (6.7)$$

Una vez conocida la potencia requerida, realizaremos el cálculo de la energía demandada según estemos en la temporada de calefacción o de refrigeración.

6.4.1.3.1 Temporada de calefacción.

Para calcular la demanda de energética del edificio lo más apropiado sería hacerlo con un programa de cálculo horario que realice la simulación energética del edificio. En este proyecto utilizaremos el método aproximado de los grados-día.

La demanda energética queda definida por:

$$E_{calefacción} = \frac{P_{mensual} * GD * 24}{\eta_{est} * (t_{base} - t_{min})} \quad (6.8)$$

De donde,

$E_{calefacción}$, demanda energética temporada de calefacción en kWh.

$P_{mensual}$, carga térmica mensual en kW.

GD, grados día de calefacción base 15°C. Según la norma UNE 100002-1988.

η_{est} , rendimiento estacional. Se considera un valor de 1.

t_{base} , temperatura base. 21°C.

t_{min} , temperatura mínima exterior.

6.4.1.3.2 Temporada de refrigeración.

Para determinar la energía demandada de modo aproximado en la temporada de refrigeración supondremos que la instalación trabaja a carga máxima durante 1000 horas. La energía así obtenida la repartiremos proporcionalmente a la carga térmica de cada mes. De esta manera, obtendremos un perfil mensual de demanda energética.

La energía demandada queda definida como:

$$E_{\text{refrigeración}} = \text{coef.uso}(0.5) * \frac{P_{\text{mes}} * P_{\text{máx}} * 1000 \text{ horas}}{\sum_{\text{junio}}^{\text{septiembre}} P_{\text{mes}}} \quad (6.9)$$

De donde,

$E_{\text{refrigeración}}$, demanda energética mensual de calefacción en kWh.

P_{mensual} , potencia térmica de refrigeración del mes a valorar en kW.

$P_{\text{máx}}$, máxima potencia de refrigeración.

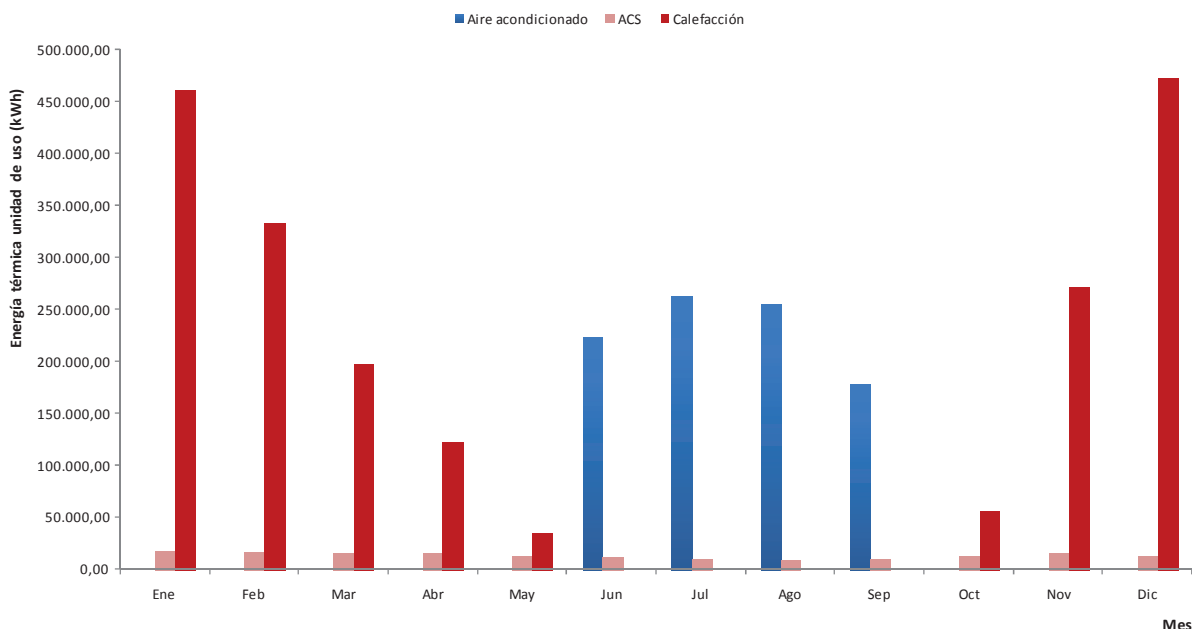
Coefficiente de uso debido a la estacionalidad en el uso de la vivienda.

6.4.1.3.3 ACS.

La energía demanda de ACS es la correspondiente a la Tabla 6.5.

6.4.1.3.4 Resultados.

Después de realizar todos los cálculos antes descritos obtenemos como resultados los siguientes valores disgregados en función de su utilidad. Para conocer con exactitud los resultados se recomienda la lectura del documento anexo Cálculos.



Gráfica 6.2. Demanda energética total para un edificio de 100 viviendas. Elaboración propia

Tabla 6.7. Demanda térmica separada por tipos de uso final. Elaboración propia.

MES	Calor			Frío		Demanda neta de calor (kWht)
	ACS (kWht)	Calefacción (kWht)	Total (kWht)	Frío (kWht)	Calor máquina de absorción (kWht)	
ENERO	17.718,50	461.182,68	478.901,18	0,00	0,00	478.901,18
FEBRERO	17.239,62	334.281,47	351.521,09	0,00	0,00	351.521,09
MARZO	15.809,13	197.932,28	213.741,41	0,00	0,00	213.741,41
ABRIL	15.987,17	123.704,49	139.691,66	0,00	0,00	139.691,66
MAYO	14.713,85	34.904,46	49.618,31	0,00	0,00	49.618,31
JUNIO	13.463,85	0,00	13.463,85	224.170,72	560.426,81	573.890,66
JULIO	11.051,04	0,00	11.051,04	264.524,49	661.311,23	672.362,27
AGOSTO	9.817,01	0,00	9.817,01	255.751,93	639.379,84	649.196,84
SEPTIEMBRE	12.143,87	0,00	12.143,87	178.553,42	446.383,55	458.527,41
OCTUBRE	13.562,08	56.473,65	70.035,74	0,00	0,00	70.035,74
NOVIEMBRE	15.041,69	271.886,47	286.928,16	0,00	0,00	286.928,16
DICIEMBRE	14.765,42	474.318,96	489.084,38	0,00	0,00	489.084,38
AÑO	171.313,22	1.954.684,46	2.125.997,68	923.000,57	2.307.501,42	4.433.499,10

Dónde, *calor en la máquina de absorción* es el calor requerido para satisfacer la demanda de frío y *demanda neta de calor* es el cómputo de todo el calor que demanda el edificio.

Capítulo 7:

Aproximación a la solución del problema.

7. Aproximación a la solución del problema.

7.1. Introducción.

Para aproximarnos a la solución al problema es conveniente que antes hagamos el planteamiento de los parámetros que vamos a utilizar para comparar diversas máquinas entre sí.

Los parámetros que se van a utilizar son de índole energética y económica, siendo éstos últimos los verdaderamente determinantes a la hora decidimos por una alternativa u otra.

Para plantear una solución lo más cercana posible a la realidad, se ha optado por considerar la instalación como una planta generadora convencional en cuanto a su funcionamiento comercial se refiere. De esta manera podemos fácilmente los flujos monetarios que se producen y así estudiar la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

A grandes rasgos el funcionamiento comercial al que nos referimos es el siguiente: suponemos que somos una instalación de generación de energía y que disponemos de dos clientes a uno debemos suministrar calor y frío, el edificio residencial, y al otro le suministramos electricidad, la red eléctrica. Como único proveedor tendríamos a la compañía suministradora de gas natural.

Una vez descrito el sistema comercial, ya estamos en disposición de analizar el sistema.

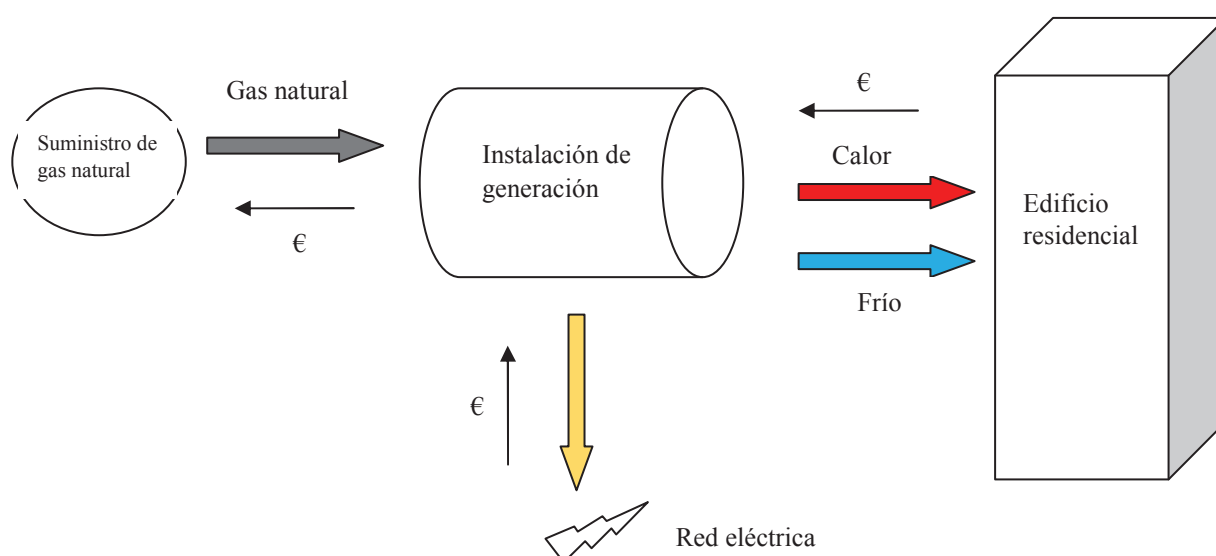


Figura 7.1. Flujo comercial y energético de la instalación de trigeneración. Elaboración propia.

7.2. Condiciones de partida.

Para una correcta simulación de las soluciones debemos suponer unas condiciones de salida del problema que serán las mismas para todos los casos que debemos analizar.

Dichas condiciones son sobre todo de tipo económico y financieras, entre ellas se citan el coste de la maquinaria, el coste de adquisición de la energía, el coste de venta de los productos energéticos,...etc. A continuación se detallan cada una de ellas.

Dentro de las condiciones de partida también se incluyen una serie de hipótesis para modelar correctamente el funcionamiento de la instalación.

7.2.1. Hipótesis.

Para simular de manera correcta el funcionamiento de la instalación es necesario realizar unas series de hipótesis que nos ayuden a idealizar la instalación.

1. Disponemos de un sistema acumulador de energía. El tamaño del acumulador no es determinante en el resto de los cálculos, ya que cada cogenerador lleva un acumulador asociado. Lo importante es que una vez elegida la solución proceder al dimensionamiento de la acumulación, aunque en este trabajo no se ha realizado puesto que queda fuera del alcance del mismo.
2. El sistema sólo arranca bajo demanda de calor. La principal consecuencia de esto es que aseguramos que toda la electricidad producida es de cogeneración y a la vez aseguramos el cumplimiento del rendimiento equivalente mínimo.
3. Con la segunda hipótesis hemos obligado que todo el calor producido sea útil. Este calor útil a la hora de hacer los cálculos se ha tomado como lo producido por el cogenerador cada mes en función de su rendimiento térmico. Esto no es real, para medir el calor útil debemos aplicar la ecuación 4.2. Los valores tomados en los cálculos son valores idealizados que no tienen en cuenta las pérdidas de energía y por tanto son más altos que los reales. Esto nos lleva a una sobreestimación de los valores reales del calor útil.

La sobreestimación del calor útil implica aumentos «ficticios» del REE y del PES. Obviamente también se produce un aumento ficticio, en el rendimiento global de la instalación.

4. La cuarta hipótesis tiene relación directa con lo anterior, pero en este caso desde la perspectiva del REE. En nuestro estudio hemos considerado que el REE es constante durante todo el año. En la realidad esta afirmación no es del todo correcta. El valor del REE varía en función del régimen de funcionamiento de la máquina. Se ha supuesto que el funcionamiento es estacionario durante todo el año y que en cuanto la máquina arranca nos suministra calor. En realidad

existen unos periodos de tiempo en los que la máquina funciona en un régimen transitorio hasta que alcanza sus condiciones nominales de funcionamiento. Principalmente estos períodos son los arranques en frío que se pueden producir por muchos motivos entre ellos por mantenimiento o porque simplemente hemos parado el cogenerador por baja demanda de calor.

En estos períodos donde la máquina no entrega la potencia térmica nominal el REE resulta muy bajo e incluso es posible que durante el transitorio no cumplamos con el rendimiento eléctrico equivalente mínimo. Por esta razón el REE real es menor que el que tiene la máquina en régimen estacionario. Evidentemente la disminución del REE será proporcional a los períodos de trabajo en los que la máquina funciona sin dar la potencia térmica nominal. Cuántas menos paradas realice el cogenerador mejor REE obtendremos.

Todo lo expuesto en ésta hipótesis lo podemos hacer extensivo al primary energy saving con idénticos resultados.

5. Por otra parte, también hemos supuesto que el COP de la máquina de absorción es constante e igual 0,5. Como ya hemos explicado la capacidad frigorífica de la máquina de absorción guarda relación directa con la temperatura de entrada de agua caliente al generador, (a mayor temperatura, mayor COP); con la temperatura del agua de enfriamiento (a menor temperatura, mayor COP) y con el salto térmico entre el agua refrigerada y el agua que vuelve al sistema. Aunque hemos elegido como temperatura de diseño interior de confort en verano 21°C los recintos a refrigerar se encuentran distintas temperaturas de trabajo elegidas por los usuarios. Si suponemos que la temperatura del agua enfriada t_c es constante y tenemos dos recintos para refrigerar que se encuentran a t_1 y t_2 siendo $t_1 > t_2 > t_c$, el mayor salto térmico entre el recinto 1 y la temperatura del agua enfriada implicará que $\text{COP}_1 > \text{COP}_2$. Por tanto el COP real de la máquina de absorción estará determinado en gran medida por la demanda efectiva de refrigeración. Deberíamos hablar de COP estacional. Por tanto en nuestros cálculos hemos considerado un COP mayor que el real.
6. La potencia de la máquina de absorción varía con la cantidad de calor que se pueda generar para fines de refrigeración con un cogenerador y su máximo viene fijada por la demanda máxima de frío. A todos los efectos de cálculo la máquina de absorción es un elemento opaco de la instalación cuyo único requerimiento es el cumplimiento de un COP de 0,5.
7. Se ha considerado que la vida útil de la instalación con el mantenimiento adecuado será de 20 años. Normalmente los fabricantes garantizan 80000 horas de funcionamiento, traducido en años sería unas 4000/horas al año durante 20 años. Como se verá más adelante, los períodos de funcionamiento menores a 5000 horas para ésta instalación no son rentables. Por lo que supondremos que con un

- mantenimiento riguroso el cogenerador tendrá una vida útil equivalente a sus horas de funcionamiento anuales durante 20 años.
8. Toda la energía eléctrica generada se vierte a la red y no se considera el autoconsumo eléctrico.
 9. En todos los casos se considera la instalación de un equipo de apoyo convencional (caldera y equipo de aire acondicionado) para satisfacer la demanda durante las paradas y para amortiguar las puntas de demanda que puedan darse durante el funcionamiento normal de la instalación.
 10. Se desprecia el consumo eléctrico de la máquina de absorción frente al consumo de calor necesario para su correcto funcionamiento.
 11. Los rendimientos de los equipos de apoyo están afectados por un rendimiento estacional y se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 7.1. Rendimientos arbitrarios para los equipos de apoyo convencionales. Elaboración propia.

Equipo	Factor ponderación	Rendimiento nominal	Rendimiento estacional
Caldera	0,98	0,85	0,83
Aire acondicionado centralizado	0,8	4	3,2
Horas de uso medio mensual caldera(8h/día)	240 horas		
Horas de uso medio mensual AC (4h/día)	120 horas		

12. El cogenerador trabaja siempre a rendimiento y potencia nominal. No está afectado por factores estacionales y tampoco por efectos de envejecimiento de componentes. La energía generada solo es función de las horas de funcionamiento de la máquina.
13. Por último, se quiere destacar que para realizar los cálculos se ha tenido en cuenta la instalación completa. Se ha trabajado de ésta manera para que los valores de ahorro energético y emisiones sean los más parecidos a la realidad posible. Por esta razón en algunas explicaciones se particulariza para la instalación o para el cogenerador.

De cara a la Administración lo más favorable sería hablar de una máquina que genera calor y electricidad sin entrar en más detalles, dado que éstos son los únicos factores que se miden a la hora de retribuir a las instalaciones.

En este estudio hemos ido más lejos hemos añadido al tema económico los ahorros energéticos y las emisiones de gases de efecto invernadero.

7.2.2. Descripción de la instalación.

La instalación está compuesta por un cogenerador y una caldera de apoyo conectados en paralelo a un depósito acumulador de calor. Desde este depósito se distribuye la energía térmica a los distintos sistemas o dispositivos que la utilizan. Tiene salidas al sistema de calefacción, al de ACS y a la máquina de absorción con igual número de retornos.

En el otro extremo de la instalación tenemos la máquina de absorción que proporciona agua enfriada a una unidad de tratamiento de aire. En paralelo a la máquina de absorción tenemos conectado un sistema de apoyo de aire acondicionado que igualmente provee de agua enfriada a la unidad de tratamiento de aire.

Por último, la torre de refrigeración se conecta a la máquina de absorción para su correcto funcionamiento.

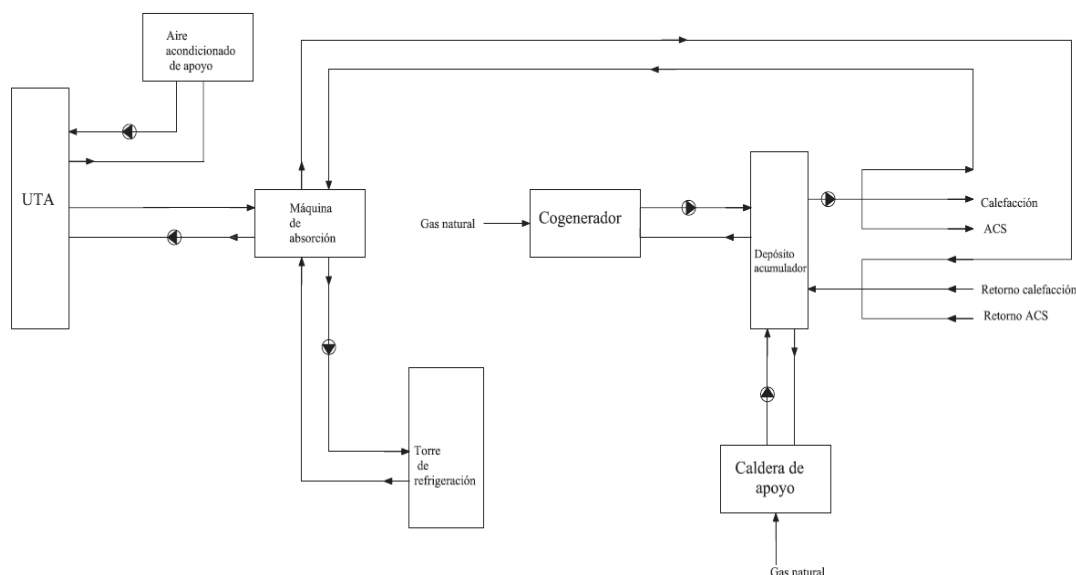


Figura 7.2. Esquema de los equipos más importantes de la instalación. Elaboración propia.

7.2.2.1. Equipo de apoyo.

El equipo auxiliar o de apoyo está compuesto por una caldera mixta y un equipo de aire acondicionado.

La potencia de ambos equipos es función de la potencia de la instalación de trigeneración. Lo única restricción que se impone a los equipos de apoyo es el cumplimiento de un rendimiento estacional que se detalla en el apartado 7.2.1.

7.2.3. Coste de adquisición, instalación y mantenimiento de la instalación.

Para estimar coste de instalación y puesta marcha de la instalación nos basamos en las experiencias profesionales del tutor del proyecto.

Establecemos en la siguiente tabla los costes de instalación que incluyen toda la instalación civil, la puesta en marcha y el precio de cada maquinaria.

El coste de mantenimiento anual lo vamos a estimar como el 15% de los ingresos provenientes de la generación eléctrica.

Tabla 7.2. Coste de adquisición de los equipos de generación. Elaboración propia

Cogenerador	1.500,00 €/kWe
Caldera convencional	80,00 €/kWt
Aparato de A.C.	300,00 €/kWt
Máquina de absorción	1.500,00 €/kWt
Mantenimiento	15% Ingresos por generación eléctrica.

7.2.4. Coste de la energía de entrada.

El coste la energía de entrada está regulado por el estado, mediante las órdenes ministeriales correspondientes.

7.2.4.1. Gas natural doméstico.

Es el coste del gas a las viviendas particulares del edificio residencial, nos servirá para comparar los gastos de operación y mantenimiento de ambas instalaciones.

Los datos están extraídos de la resolución 15770 del 28 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Tabla 7.3. Tarifas de último recurso para el gas natural año 2013. Fuente (MINETUR, 2012)

Tarifa		Término	
		Fijo (€/cliente)/mes	Variable cent/kWh
T.1	Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año.	4,30	5,750871
T.2	Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	8,580	5,078971

7.2.4.2. Gas natural como materia prima

El coste del gas natural como materia prima está regulado por la resolución 2876 de 7 de marzo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el segundo trimestre de 2013.

Tabla 7.4. Coste de la materia prima del gas natural para el segundo semestre de 2013. Fuente (MINETUR, 2013)

Coste como materia prima (Cn)	0,0291940	€/kW
Coste base de materia prima G.N.	0,0338750	€/kW

7.2.4.3. Electricidad.

El precio de la electricidad para su uso en los aparatos de aire acondicionado del sistema de apoyo. La tarifa a considerar es la tarifa de último recurso sin discriminación horaria. La tabla está extraída de la resolución 8562 de 1 de agosto de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan las tarifas de último recurso.

Tabla 7.5. Tarifa de último recurso sin discriminación horaria para el segundo trimestre del 2013. Fuente (MINETUR, 2013).

– Término de potencia:

TPU = 35,649473 euros/kW y año

– Término de energía: TEU

– Modalidad sin discriminación horaria:

TEU₀ = 0,124985 euros/kWh

A todas las tarifas antes descritas es necesario añadirles los impuestos imponibles por el Estado como el IVA, el impuesto sobre la electricidad y los peajes acceso al gas natural.

7.2.5. Precio de venta de los productos de la trigeneración.

Para que a las viviendas les resulte atractivo comprar energía térmica al sistema de trigeneración, se propone una rebaja del precio del kilovatio-hora útil de calor y frío respecto al coste de producción por medios convencionales.

Los precios de venta se reflejan en la siguiente tabla donde se ha realizado un rebaja del 20% en el precio de la energía útil.

En esta tarifa de venta se incluyen todos los gastos de operación y mantenimiento. La única condición impuesta al bloque de viviendas es el consumo de la energía térmica por ser condición obligatoria de uso del cogenerador.

Tabla 7.6. Tarifas de venta de calor y frío producidos en la instalación de trigeneración. Elaboración propia.

Tarifas venta de frío y calor		
Calor	0,07924561	€/kWht
Frío	0,081012635	€/kWht

Nótese, que el precio de venta de un kilovatio-hora de calor es mayor que el precio de un kilovatio-hora de gas. En el caso del calor estamos hablando de energía útil directamente aprovechable y es el precio final con todos los gastos incluidos, que se debe pagar. En el caso del gas hablamos de una energía que aún debemos transformar «con sus respectivas pérdidas energéticas» y no incluye costes adicionales como los impuestos, amortización de los equipos...etc.

7.2.6. Financiación

Se establecen las siguientes condiciones de financiación para todos los casos a analizar.

Se toma como interés de referencia el Euribor con el valor publicado el mes de septiembre de 2013. El plazo de amortización del importe financiado para la inversión será de 15 años y solo se financiará como máximo el 85%.

Tabla 7.7. Condiciones de financiación. Elaboración propia.

% financiando	85%
Euribor	0,540%
Tasa de interés	4,00%
Interés aplicable	4,54%
Plazo	15 años

Por otra parte se contempla el siguiente comportamiento del IPC durante la vida útil de la instalación.

Tabla 7.8. Variación estimada del IPC durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia

AÑO	%
2014	+1,58%
2015	+2,00%
2016	+2,50%
2017	+3,00%
En adelante	+3,00%

7.3. Variables de comparación.

7.3.1. Variables energéticas.

Entre las variables energéticas que vamos a utilizar vamos a distinguir entre dos tipos fundamentales: variables normativas y variables operativas.

La diferencia entre ambas es que las variables normativas nos sirven para acceder al régimen económico especial y ser reconocido como cogeneración de alta eficiencia, las variables operativas, nos permiten comparar de manera más eficaz una máquina con otra.

7.3.1.1. Variables normativas.

Son las variables que tienen un reflejo en la legislación y son de aplicación en todas las instalaciones del conjunto del Estado. Son las que determinan la categoría de una instalación, así como el acceso al régimen económico.

Estas variables son:

- **Rendimiento global (η)**, establecido por la Directiva 2004/8/CE, traspuesta en el RD 616/2007. Determina el rendimiento mínimo que debe cumplir una instalación para que se pueda considerar que la electricidad producida es de cogeneración. Para motores alternativos el rendimiento umbral es del 75%.
- **Rendimiento eléctrico equivalente (REE)**, establecido por el RD 661/2007. Determina el rendimiento eléctrico equivalente mínimo que debe tener una instalación de cogeneración, para ser considerada de alta eficiencia. Se pueden ver estos valores en la Tabla 4.2 del presente documento. En el caso de los motores alternativos que queman gas natural el valor mínimo es del 55%.
- **PES (Primary energy saving) o ahorro porcentual de energía primaria**, establecido por la Directiva 2004/8/CE es otra variable que determina si una instalación es de alta eficiencia. Está definido en función de la potencia eléctrica instalada de tal manera que:
 - Para $P < 1 \text{ MWe}$ y $\text{PES} > 0\%$ hablamos de alta eficiencia.
 - Para $P > 1 \text{ MWe}$ y $\text{PES} > 10\%$ hablamos de alta eficiencia.

7.3.1.2. Variables operativas.

Son las que vamos a utilizar para caracterizar cada máquina y poder realizar una elección eficaz de las alternativas a evaluar.

Podemos citar las siguientes:

- **Consumo específico de la instalación**, se define como la cantidad de energía utilizada para producir un kilovatio-hora de energía útil. Incluyen la electricidad, el calor y el frío producido. Se mide en $\text{kWh}_{\text{primario}}/\text{kWh}_{\text{útil}}$.

- **Ahorro energético específico de la instalación**, se define como la cantidad de energía ahorra por kilovatio-hora de energía útil producido. Se mide en $\text{kWh}_{\text{primario}} / \text{kWh}_{\text{útil}}$.
- **Emisiones específicas de la instalación**, son las emisiones por kilovatio de energía útil producido que tiene nuestra instalación. Se mide en $\text{kg de CO}_2 / \text{kWh}_{\text{útil}}$.
- **Ahorro bruto de energía primaria**, es el ahorro de energía primaria en términos absolutos que conseguimos instalando un sistema cogenerador. Se mide en toneladas equivalentes de petróleo al año (tep/año).
- **Ahorro bruto de emisiones**, es el ahorro de emisiones de CO_2 referido a la energía primaria no consumida por la instalación. Se mide en ton / CO_2 al año.

7.3.2. Variables económico-financieras.

- **Inversión**, es el desembolso inicial de dinero que debemos realizar para instalar y poner en marcha la instalación.
- **VAN, valor actual neto**, es un criterio financiero que nos sirve para tomar decisiones acerca de la viabilidad financiera de un proyecto. Cuando su valor es positivo implica que con el proyecto se crea valor, si es negativo se destruye valor cuando es cero ni se crea ni se destruye valor.
- **TIR, tasa interna de retorno**, es otro criterio financiero que sirve para decidir sobre el rechazo o la aceptación de un proyecto de inversión. Es el valor del tipo de interés cuando el VAN toma el valor de cero. También es una medida de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR más rentabilidad. Para poder considerar que existe rentabilidad, su valor debe ser mayor que el valor del interés exigido por la entidad financiera que nos presta dinero.
- **Coste unitario de producción**, es el coste monetario que tiene producir un kilovatio-hora de energía útil con nuestra instalación. Se mide en $\text{€} / \text{kWh}_{\text{útil}}$.

7.4. Relación de las variables con la potencia eléctrica.

Como primer paso de acercamiento, vamos a estudiar qué relación tiene las variables antes descritas con la potencia eléctrica.

Tabla 7.9. Gama de cogeneradores utilizados para el estudio. Elaboración propia. Catálogo de TEDOM.

	MICRO T50	CENTO T100	CENTO T180	QUANTO D400	QUANTO D770	QUANTO D1200	QUANTO D1600
Potencia nominal (kW)	147,73	271,29	458,59	950,00	1.896,69	2.749,47	3.597,89
Potencia eléctrica (kWe)	48,00	100,00	180,00	400,00	800,00	1.200,00	1.560,00
Potencia térmica (kWt)	91,00	137,00	227,00	456,00	918,00	1.295,00	1.709,00
Rendimiento eléctrico	32,5%	36,9%	39,2%	42,1%	42,2%	43,7%	43,3%
Rendimiento térmico	61,6%	50,5%	49,5%	48,0%	48,4%	47,1%	47,5%

Se ha elegido la potencia eléctrica como parámetro singular, debido a que buena parte de los ingresos de la instalación van a proceder de la venta de electricidad a red.

Hemos tomado 7 máquinas de un catálogo comercial con rango de potencia que va desde los 48 kWe a los 1200 kWe y se han realizado gráficas de todas las variables en función de la potencia eléctrica. A continuación se estudia la relación entre cada uno de ellas.

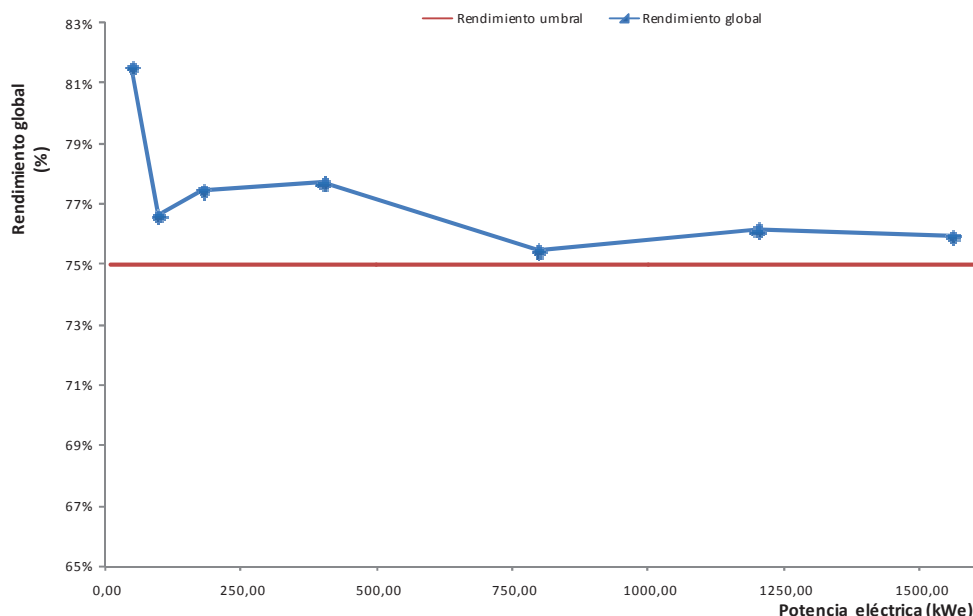
Para la realización de las gráficas la demanda considerada es la calculada en el capítulo 6. Esto significa que los resultados son intrínsecos a nuestra instalación no siendo directamente extrapolables a otras.

El razonamiento del párrafo anterior es también aplicable al conjunto de máquinas elegido en el estudio. Gran parte de las variables analizadas tiene relación directa con los rendimientos nominales de los cogeneradores, por lo que la elección de máquinas de otra marca arrojará resultados distintos, pero la relación entre las variables debe ser similar.

Ahora procederemos al análisis detallado de las variables descritas con anterioridad. Empezaremos por las de índole energético y finalmente analizaremos las de índole económico que el fondo son las que determinan el desarrollo del proyecto.

7.5. Variables energéticas.

7.5.1. Rendimiento global.



Gráfica 7.1. . Rendimiento global frente a potencia eléctrica. Elaboración propia.

Lo más importante de todo es que en este rango de potencias nos situamos por encima del rendimiento umbral por lo que cumplimos con el RD 616/2007 en cuanto al rendimiento global se refiere.

De media, el rendimiento global umbral obtenido es del 77%, por encima del mínimo exigido del 75%.

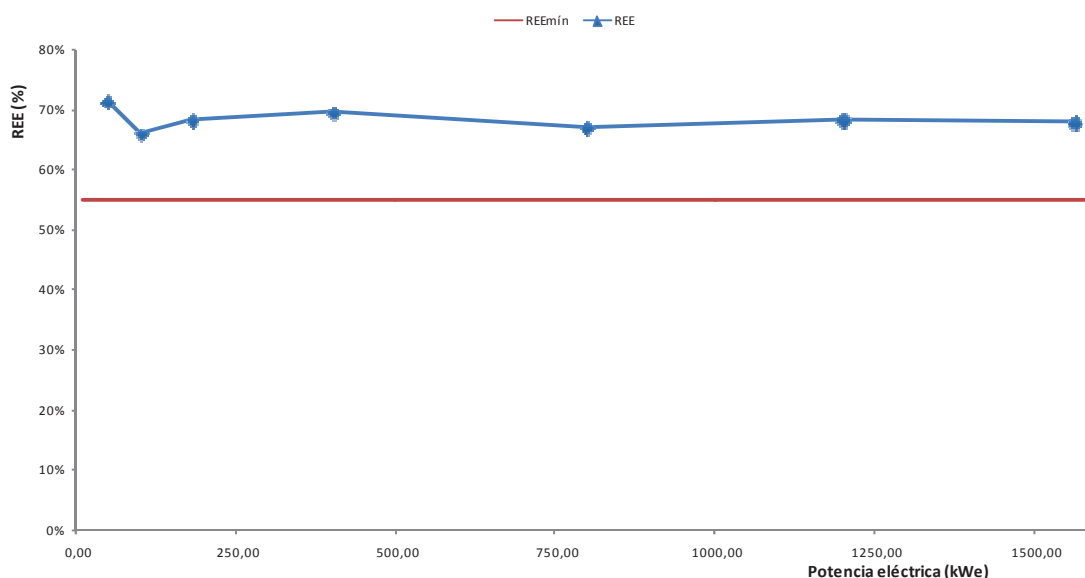
En la parte de bajas potencias se aprecia una caída de rendimiento entre la primera máquina y la segunda, es debido a que las características técnicas de las máquinas examinadas en ese intervalo de potencia presentan diferencias muy acusadas en cuanto a los rendimientos térmicos y eléctricos de ambas máquinas. Siendo ésta diferencia menos acusada entre el resto de cogeneradores.

Se observa que la tendencia del rendimiento es a disminuir según aumenta la potencia. Por otra parte en la zona de los 500 kWe se aprecia un segundo máximo de potencia que concretamente corresponde al cogenerador de 400 kWe que nos da un rendimiento del 77,33%.

Para 800 kWe existe otro mínimo que se explica por las mismas razones que el ocurrido en la primera parte de la gráfica.

Según ésta variable nos interesa instalar máquinas que se encuentren en el intervalo de potencia 250-750 kWe.

7.5.2. Rendimiento eléctrico equivalente.



Gráfica 7.2. Rendimiento eléctrico equivalente frente a potencia eléctrica. Elaboración propia

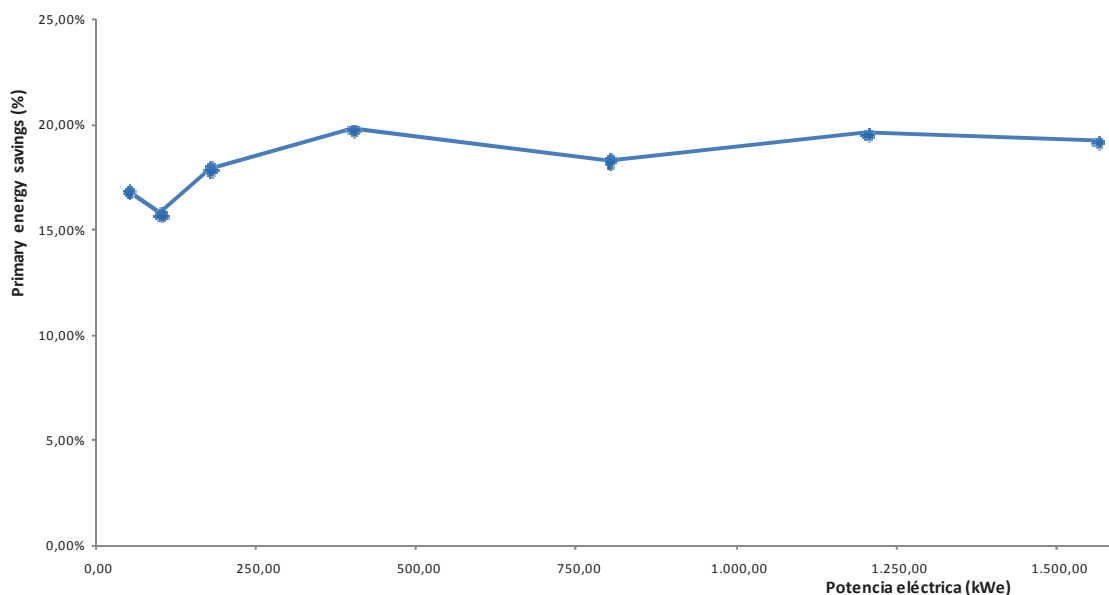
En la gama de potencias elegida se observa que se cumple el rendimiento eléctrico equivalente mínimo establecido por el RD 661/2007. Podemos afirmar que el rendimiento eléctrico equivalente mínimo tiene un comportamiento constante entorno al 70% para todos los valores de potencia analizados.

El mínimo que se observa en la gráfica cuando la potencia toma el valor 100 kWe, se explica por los mismos motivos expuesto en el análisis del rendimiento global.

El cumplimiento en todos los casos del REE, está justificado por las características de la instalación dado que solo arranca bajo demanda de calor. Por tanto del análisis de REE, sólo nos interesa conocer que máquina tiene el valor más alto de cara al cálculo del complemento por eficiencia. (Ver pág.37 *Complemento por eficiencia*).

En la gráfica podemos observar como tenemos otra vez una zona con valores más altos en el intervalo que va desde 250 kWe hasta 750 kWe.

7.5.3. PES, ahorro porcentual de energía primaria.



Gráfica 7.3. Primary energy saving frente a la potencia eléctrica. Elaboración propia.

El ahorro porcentual de energía primaria establecido por la Directiva 2004/8/CE, marca las fronteras de la generación de alta eficiencia en función de la potencia eléctrica.

A diferencia del REE es un indicador del tipo *pasa-no pasa*, sin repercusión en ningún otro cálculo.

Debido a las características de la instalación cualquier cogenerador que instalemos cumplirá con los requisitos del PES, por tanto nuestra generación simultánea será siempre de alta eficiencia.

A diferencia de las variables anteriores para el cálculo del PES, sólo se tiene en cuenta los rendimientos térmicos y eléctricos asociados al cogenerador y los rendimientos de referencia de la producción separada de calor y electricidad. Sólo evalúa el calor producido¹¹ en bruto y la energía eléctrica exportada. Por su naturaleza el PES es un factor propio de cada máquina.

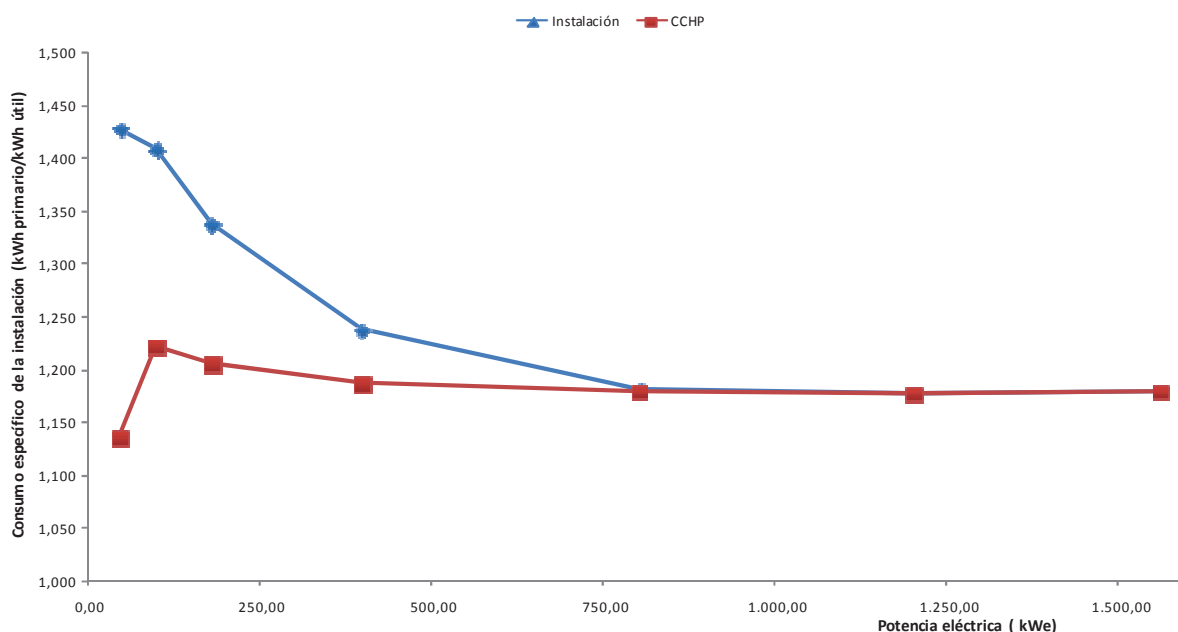
El PES tiene la limitación de que sólo nos permite comparar cogeneradores entre sí y no nos aporta datos concluyentes sobre el conjunto de la instalación.

Otra conclusión interesante es que con la configuración de la instalación elegida y las máquinas que hemos dispuesto el máximo ahorro porcentual de energía

¹¹ Este calor se puede usar indistintamente para la absorción o para calefacción.

ronda el 20%. Recordando que el PES es la relación entre el ahorro de energía primaria y la energía utilizada en la generación separada de electricidad y calor.

7.5.4. Consumo específico de la instalación.



Gráfica 7.4. Consumo específico frente a potencia eléctrica. Elaboración propia.

El consumo específico es la medida en kilovatio-hora de la energía primaria que necesita cada máquina para obtener un kilovatio-hora de energía útil. En la gráfica se representa en azul el consumo específico de la instalación y en rojo el consumo específico del sistema trigenerador. La diferencia entre ambas curvas es el consumo específico del sistema de apoyo.

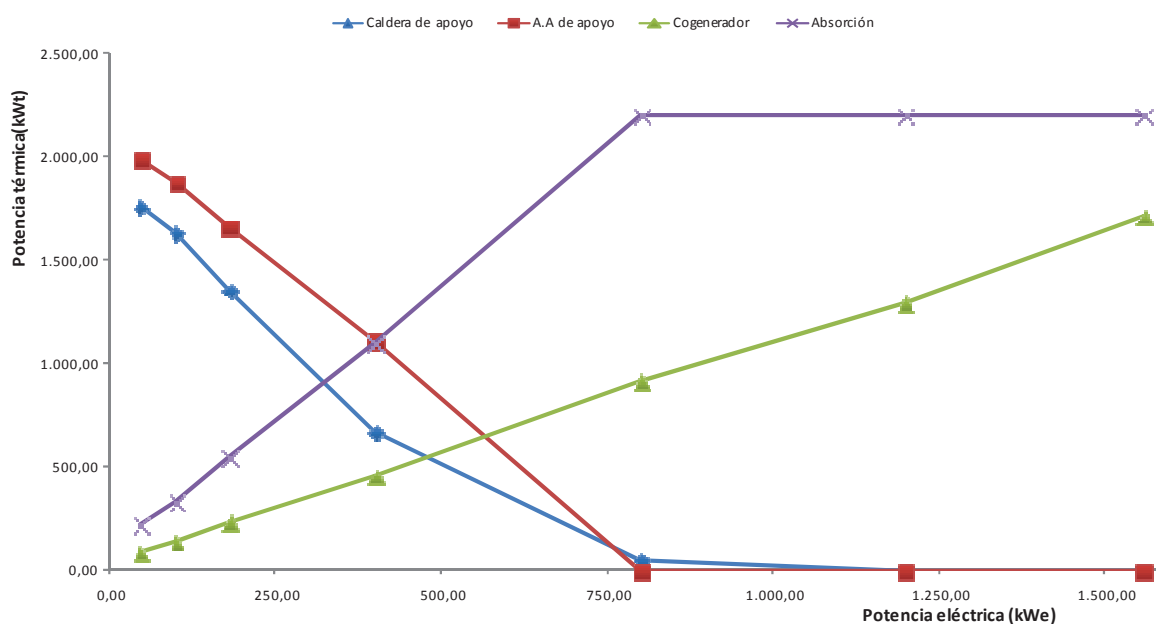
En este caso la energía útil de salida es la suma del calor y la electricidad producidos por el cogenerador. Como energía primaria consideramos el gas natural que se consume como combustible. La energía eléctrica de entrada que consume la máquina de absorción es pequeña y no la tenemos en cuenta.

Primeramente, se observa que a medida que aumenta la potencia eléctrica el consumo específico de la instalación disminuye debido al menor tamaño requerido del sistema de apoyo. Para potencias eléctricas superiores a 750 kWe la curva de la instalación es la misma que la del equipo de trigeneración, porque el sistema de apoyo no es necesario. En la realidad los sistemas de apoyo son imprescindibles y en las gráficas de instalaciones reales ambas curvas no llegan a juntarse.

Por otra parte, apreciamos que los cogeneradores elegidos consumen en término medio 1,2 kWh primarios para generar 1 kWh útil.

Si comparamos por ejemplo estos valores con los de generación separada de electricidad y calor obtendríamos que para producir un 1 kWh útil de electricidad se necesitan 2,25 kWh primarios¹² y en una caldera doméstica¹³ hablaríamos de 1,17 kWh primarios por 1 kWh útil. Es evidente que la generación simultánea ahorra energía.

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de la potencia de los distintos elementos de la instalación en función de la potencia eléctrica.



Gráfica 7.5. Potencia térmica de los distintos elementos de la instalación en función de la potencia eléctrica. Elaboración propia.

Como se comentó anteriormente los equipos de apoyo en instalaciones reales son necesarios. En nuestra simulación hemos obtenido que a medida que aumenta la potencia eléctrica la potencia del sistema de apoyo tiende a cero.

No obstante, existe una potencia mínima del sistema de apoyo para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación que estará determinada por las características de la instalación y por la potencia de los aparatos comercialmente disponibles.

Como resumen podemos decir las máquinas con potencia mayor a 750 kWe tiene un consumo específico sensiblemente menor que las de menor potencia, debido

¹² (IDAE, 2011)

¹³ Rendimiento del 85%

mayormente a que son capaces de satisfacer toda la demanda sin necesitar equipo de apoyo. Como ya se comentó en el párrafo anterior instalaciones de estas características no son recomendables, por lo que descartamos la elección de máquinas con potencia mayor a 750 kWe.

La Gráfica 7.5 nos permite visualizar mejor el comportamiento de la instalación para altas potencias. Por una parte se observa con pendiente negativa las potencias térmicas del sistema de apoyo y que llegados a un valor de potencia eléctrica éstas tienden a cero.

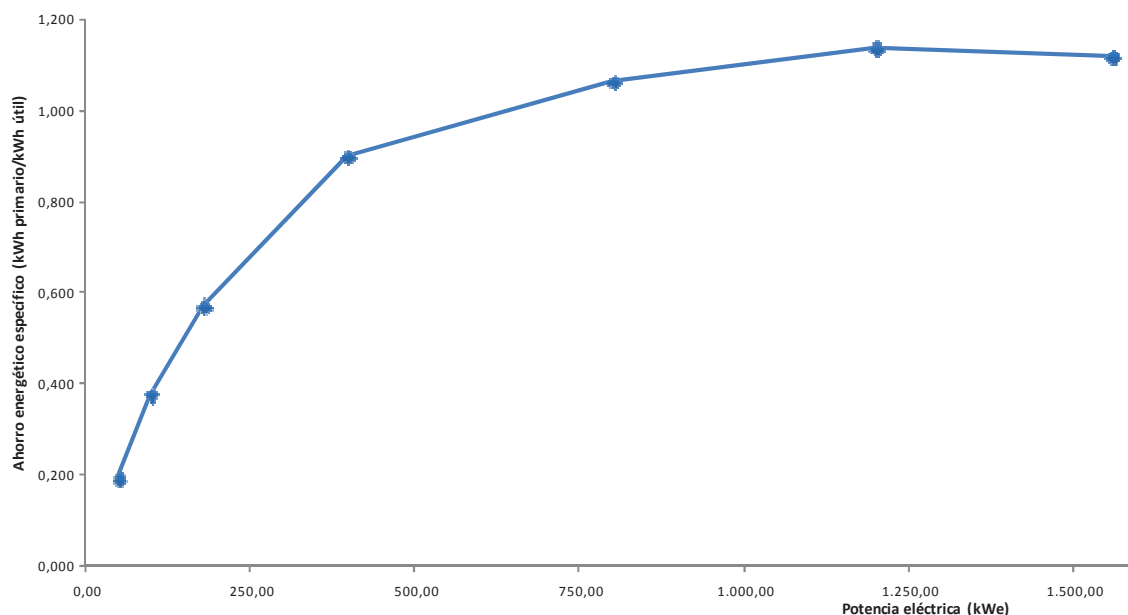
Por otra parte tenemos la máquina de absorción que en la parte inicial crece con pendiente positiva y llegada al punto máximo la pendiente se convierte en cero y tenemos una recta horizontal. El hecho de que la potencia de la máquina de absorción sea constante a partir de cierto valor implica que ésta es la potencia máxima que satisface totalmente demanda de frío de manera económicamente justificable.

Dicho con otras palabras, esto significa que a partir de 750 kWe el cogenerador tiene capacidad para generar por sí mismo el calor que satisface totalmente la demanda de frío transformado en la máquina de absorción. Por lo que máquinas de absorción de mayores potencias que ésta, implican una mayor inversión que no está justificada y que sobretodo lastra la rentabilidad del proyecto debido a su alto coste.

El aumento de potencia del cogenerador no tiene como resultado una generación mayor de energía (trabajamos siempre bajo demanda de energía térmica) sino que trabajamos un menor número de horas.

En definitiva, lo que quiere decir ésta gráfica es que con una potencia mayor a 750 kWe, tenemos capacidad suficiente para generar todo el frío y el calor demandado sólo con la instalación del conjunto cogenerador y máquina de absorción.

7.5.5. Ahorro energético específico de la instalación.

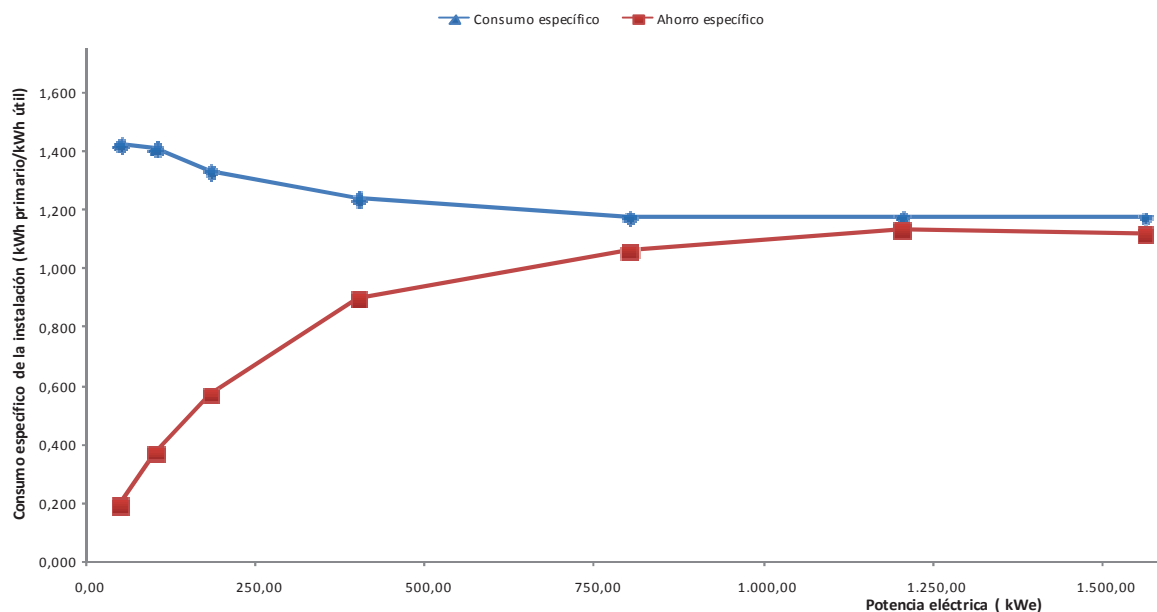


Gráfica 7.6. Ahorro energético específico de la instalación en función de la potencia eléctrica. Elaboración propia.

El ahorro energético específico es la magnitud que representa la cantidad de energía primaria que hemos dejado de consumir medida en kilovatio-hora útil por generar de manera conjunta calor y electricidad. Está estrechamente relacionado con la variable anterior el consumo específico como podemos ver en la Gráfica 7.7.

Ésta magnitud no tiene una repercusión directa en nuestra instalación, puesto que representa de manera específica la energía primaria ahorrada al conjunto del Estado por el hecho de generar conjuntamente calor y electricidad.

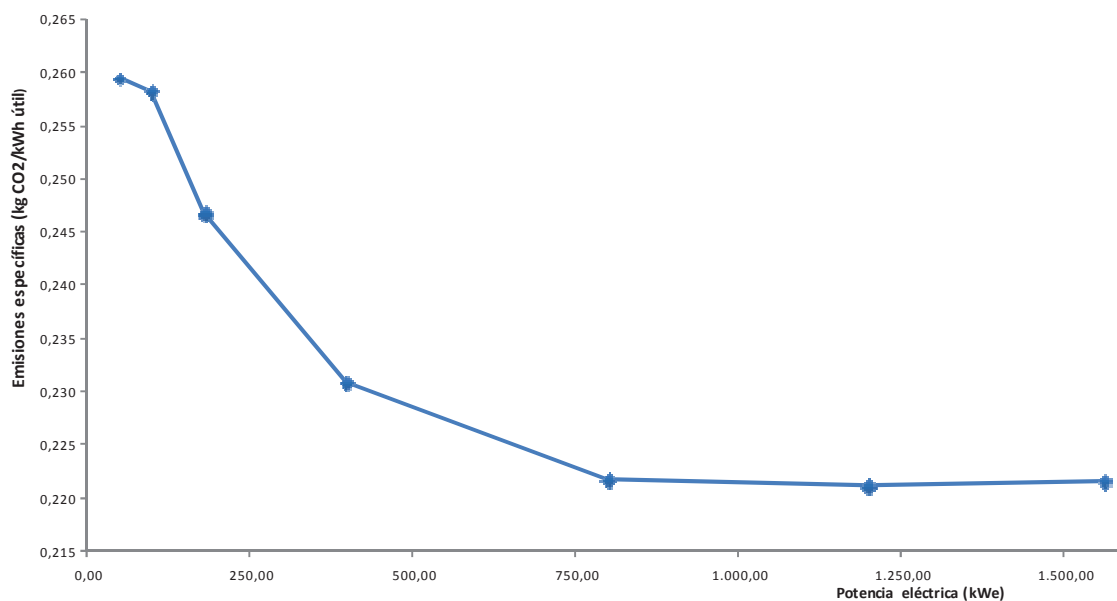
Podemos considerar que es la contribución de la instalación a la reducción de la dependencia energética exterior.



Gráfica 7.7. Relación entre el consumo y ahorro energético específico de la instalación. Elaboración propia.

El límite del ahorro específico es precisamente el consumo específico y se observa que según va aumentando la potencia eléctrica el ahorro específico es mayor hasta llegar al límite antes descrito. Por tanto las máquinas más ahorradoras serán las de mayor potencia eléctrica. Ambas magnitudes tienden hacia un valor que se encuentra entre 1,10 y 1,20.

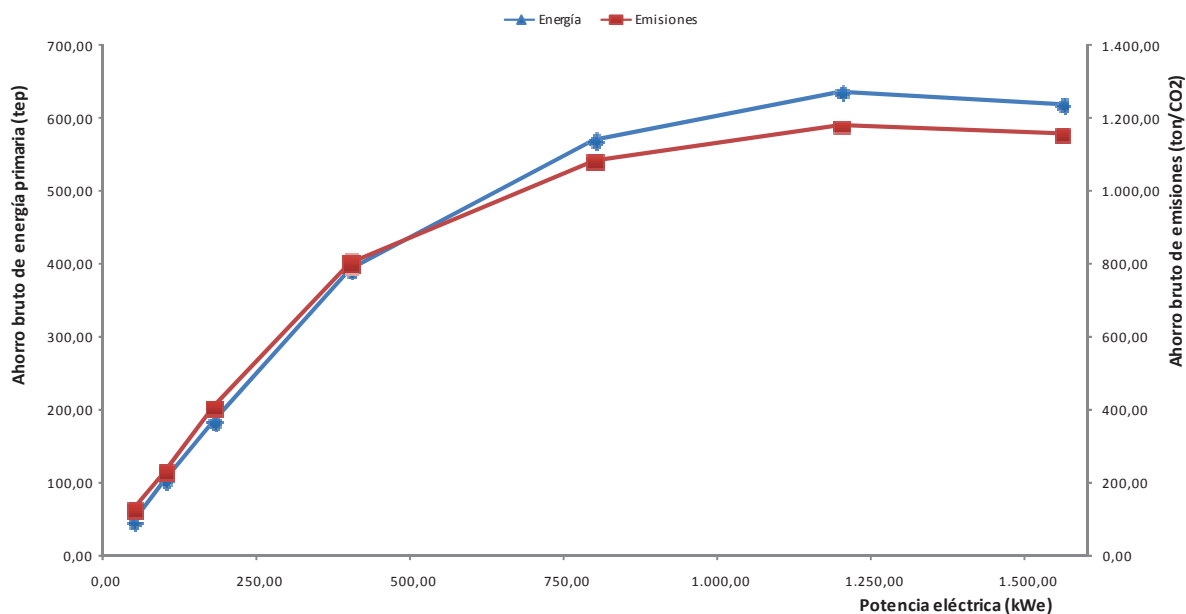
7.5.6. Emisiones específicas de la instalación



Gráfica 7.8. Emisiones específicas de CO2 de la instalación en función de la potencia eléctrica. Elaboración propia.

El comportamiento de ésta variable es análogo al del consumo específico, puesto que existe proporcionalidad entre ellas. Por tanto los comentarios realizados para el consumo son válidos para las emisiones.

7.5.7. Ahorro bruto de energía primaria y de emisiones de CO₂.

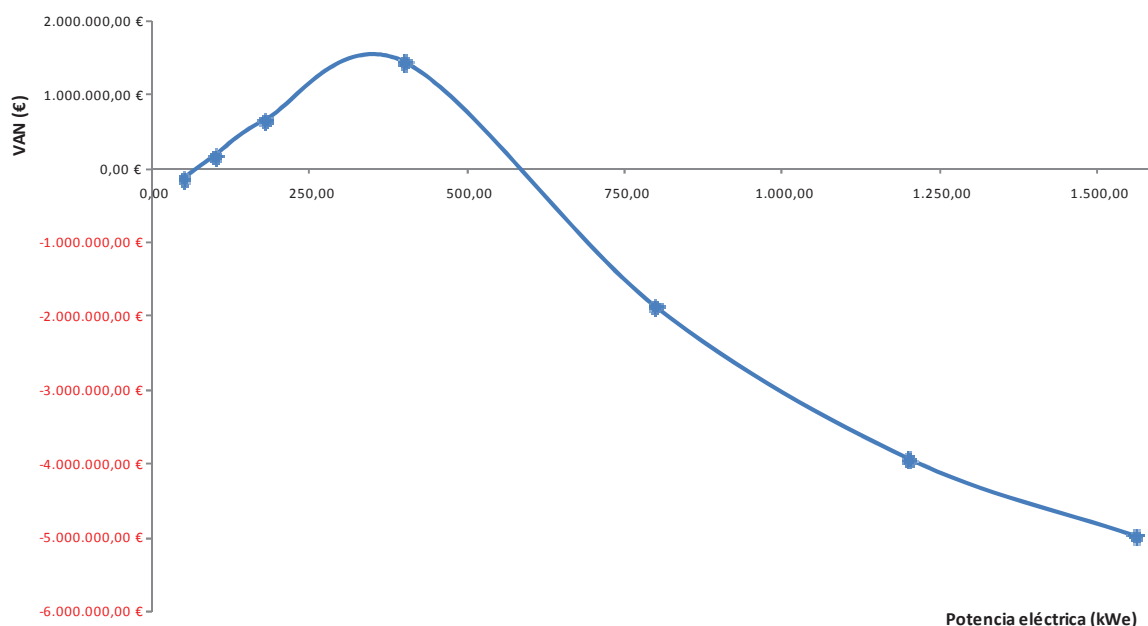


Gráfica 7.9. Ahorro bruto de energía primaria y de emisiones de gases de efecto invernadero. Elaboración propia.

En ésta gráfica podemos ver que existe una proporcionalidad entre el ahorro de energía y la emisión de gases de efecto invernadero. Aunque resulte trivial se considera importante representar estos datos para que nos hagamos una idea de cantidad de energía podemos ahorrar y cuantas toneladas de CO₂ dejamos de emitir por el hecho de usar la cogeneración como método de generación de electricidad y calor.

Nótese que estos ahorros están referidos al Estado, como ente que importa energía primaria (gas natural, petróleo,...etc.) y emite gases de efecto invernadero.

7.6. Variables económico financieras.



Gráfica 7.10. Comportamiento del valor actual neto en función de la potencia eléctrica. Elaboración propia.

A continuación analizamos los parámetros más determinantes de toda la instalación. Empezaremos comentando el valor actual neto que tal y como se definió en un capítulo anterior. Interesa que sea mayor o igual que cero y entre proyectos de inversión con las mismas características que sea lo más alto posible.

Los valores negativos del VAN indican siempre que la inversión destruye valor. Por tanto cuanto más negativo es el VAN, mayor es la destrucción de los recursos monetarios disponibles.

Nos interesan máquinas de entre 100 y 600 kWe que son las que arrojan un VAN positivo. Dentro de este rango intentaremos ir a máquinas próximas a 400 kWe de potencia porque es el máximo de la gráfica.

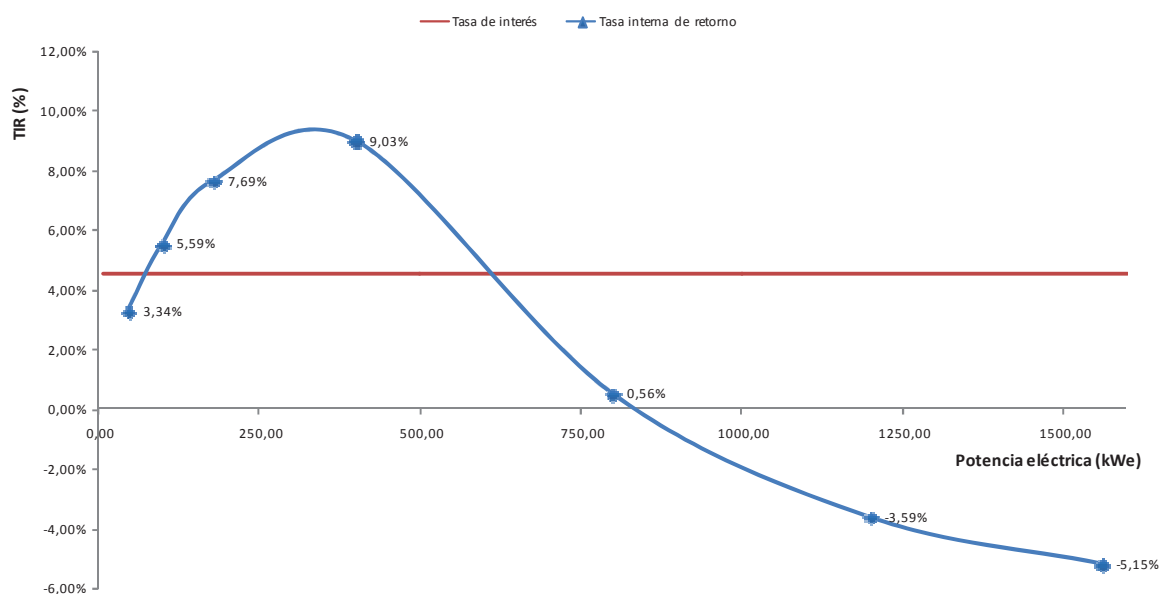
La otra variable económica es la tasa interna de retorno, que nos dice cual es la tasa de interés que hace que el VAN tome el valor de cero.

La tasa de interés aplicable que hemos supuesto es de 4,54%; por lo que todos los valores de la TIR inferiores a esta tasa, automáticamente descartan la inversión.

De las gráficas del valor actual neto y la tasa interna de retorno podemos decir que ambas tienen forma de campana, con pendiente diferente a los lados del máximo. Para pequeños incrementos en la zona de bajas potencias ambos parámetros tienen un gran crecimiento hasta estabilizarse en la zona máxima. Una vez pasado el punto de máximo valor de la magnitud se produce un decrecimiento más suave en comparación con lo que sucede en la parte izquierda.

También vamos considerar la TIR como una medida de la rentabilidad entre las distintas posibles soluciones, así las soluciones que aportan mayor tasa interna de retorno son consideradas más rentables.

En esta análisis económico no se ha tenido en cuenta el payback o plazo de recuperación puesto que no aporta datos relevantes en proyectos a largo plazo como el que estamos planteando.



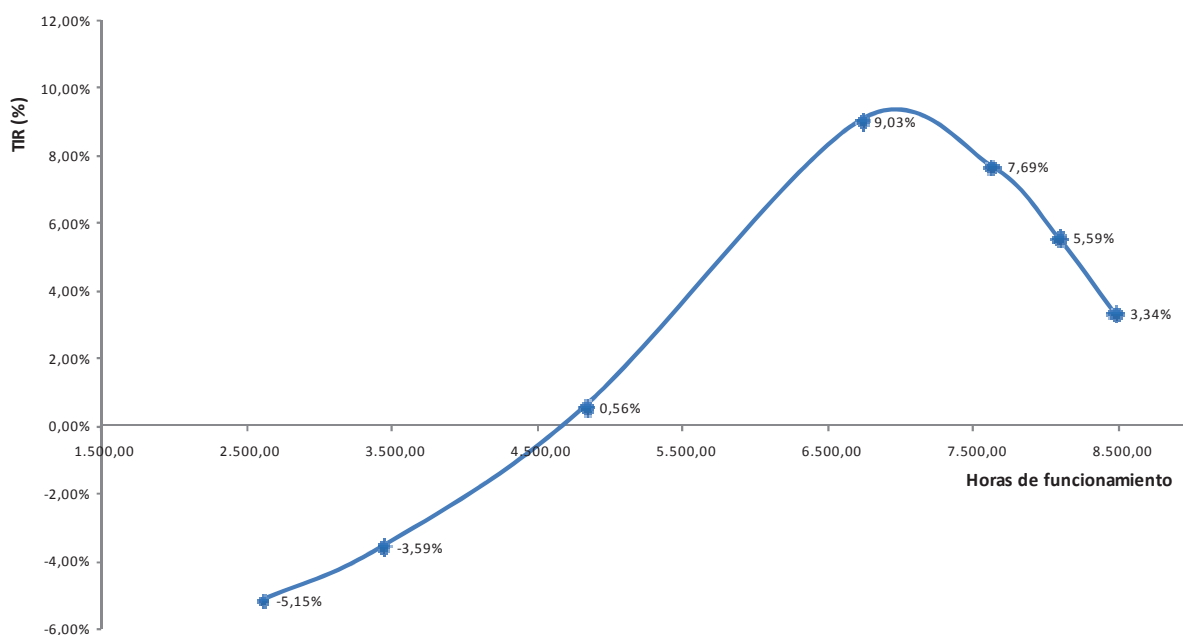
Gráfica 7.11. Comportamiento de la tasa interna de retorno en función de la potencia eléctrica. Elaboración propia.

También se añade la gráfica que muestra la relación existente entre la tasa interna de retorno y las horas de funcionamiento. En realidad ésta representación no aporta más información, dado que las horas de funcionamiento tienen dependencia directa con la potencia eléctrica.

No obstante, esta gráfica nos permite señalar el límite de horas mínimas teóricas que debe funcionar una instalación de este para ser considerada rentable. En éste caso la solución correcta no es simplemente la que mayor rentabilidad aporte. Hay que tener en cuenta que anualmente se necesitan una cantidad determinadas de horas de parada para mantenimiento que no están consideradas en la gráfica.

Además, la vida útil de estas máquinas viene expresada en horas de funcionamiento.

De la lectura directa de la gráfica podemos ver como el mínimo de horas de funcionamiento se sitúa aproximadamente en 4500 horas anuales para esta instalación.

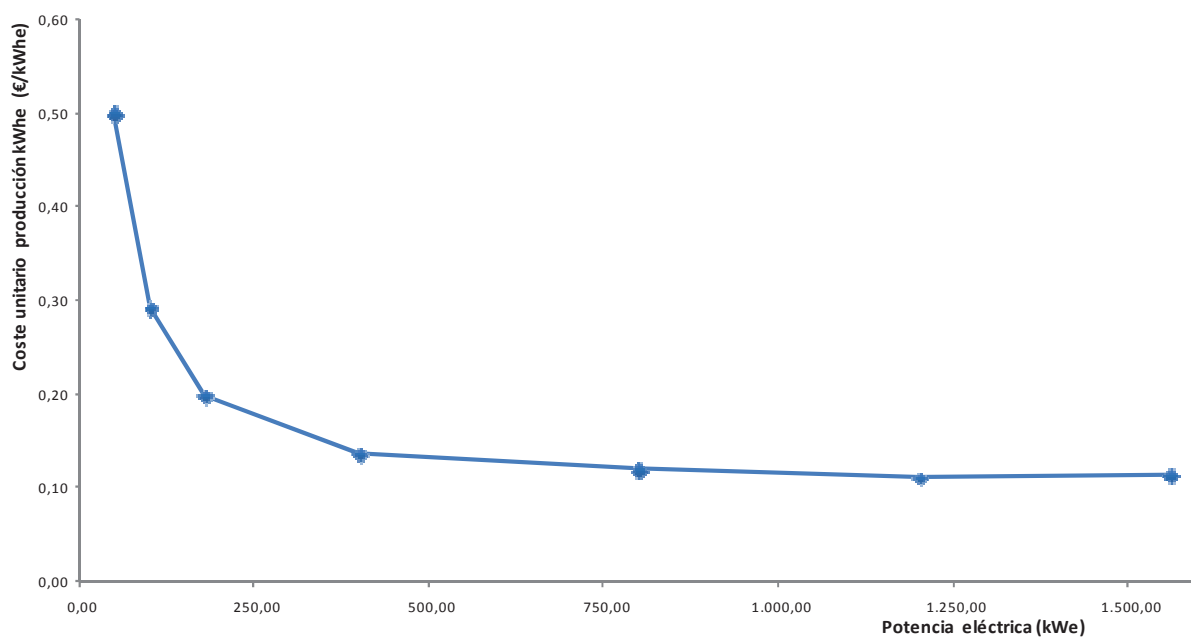


Gráfica 7.12. Comportamiento de la tasa interna de retorno en función de las horas de uso. Elaboración propia.

Es muy importante estudiar cómo se distribuyen las horas de funcionamiento a lo largo del año. Es posible que algunos casos obtengamos unas horas de funcionamiento anuales por encima del mínimo establecido pero que a su vez suponga tener la máquina parada durante mucho tiempo.

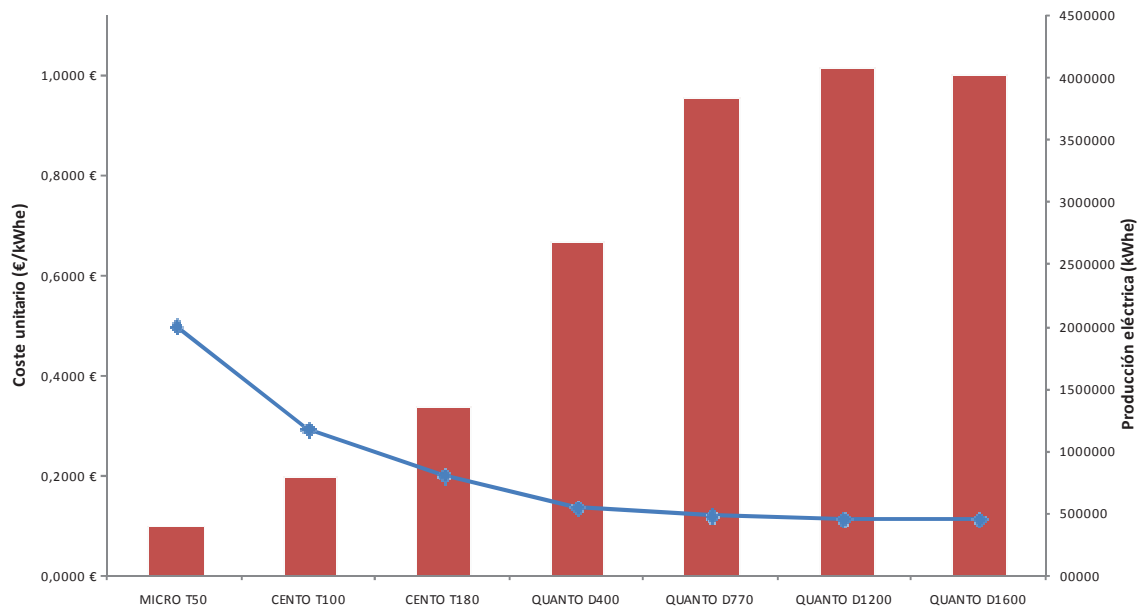
Dentro de las variables económicas otra importante es el coste unitario de producción. La forma de la gráfica se asimila a una exponencial decreciente con asíntota horizontal aproximadamente en 0,10 €/kWh útil producido. Se observa cómo se produce una economía de escala a mayor es la máquina más barato es para la instalación producir energía útil. No solo es debido al hecho de tener un mayor cogenerador, sino más bien a que con máquinas pequeñas es necesario el uso continuo del sistema de apoyo, el cual tiene mayores costes de energía de entrada por kilovatio-hora producido por carecer por retribuciones.

Desde otro punto de vista también podemos considerar el coste unitario de producción asociado a la producción de un kilovatio-hora eléctrico y que el resto de energía útil es gratuita.



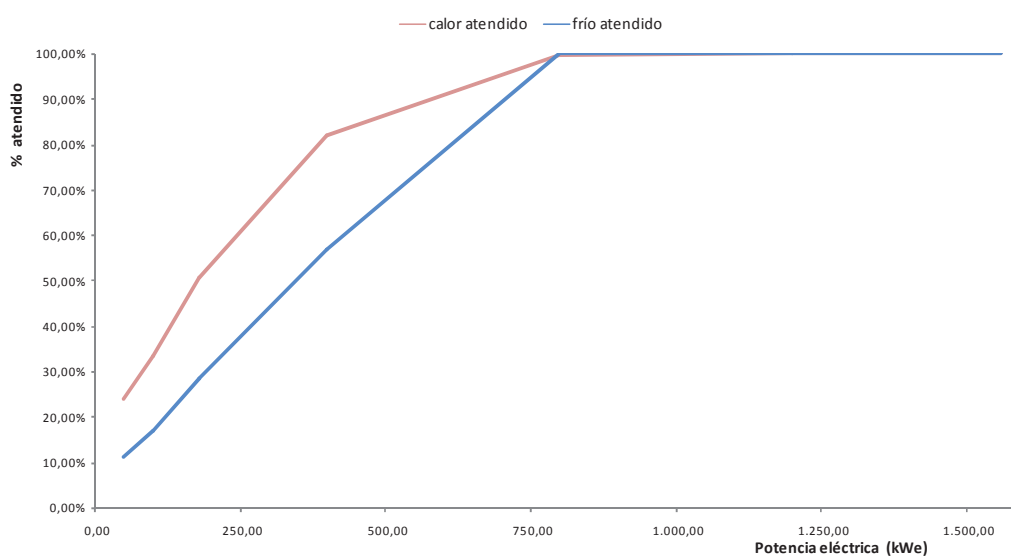
Gráfica 7.13. Coste unitario de producción de un kilovatio-hora de energía eléctrica para diferentes potencias de cogenerador. Elaboración propia.

7.7. Otras gráficas de interés.

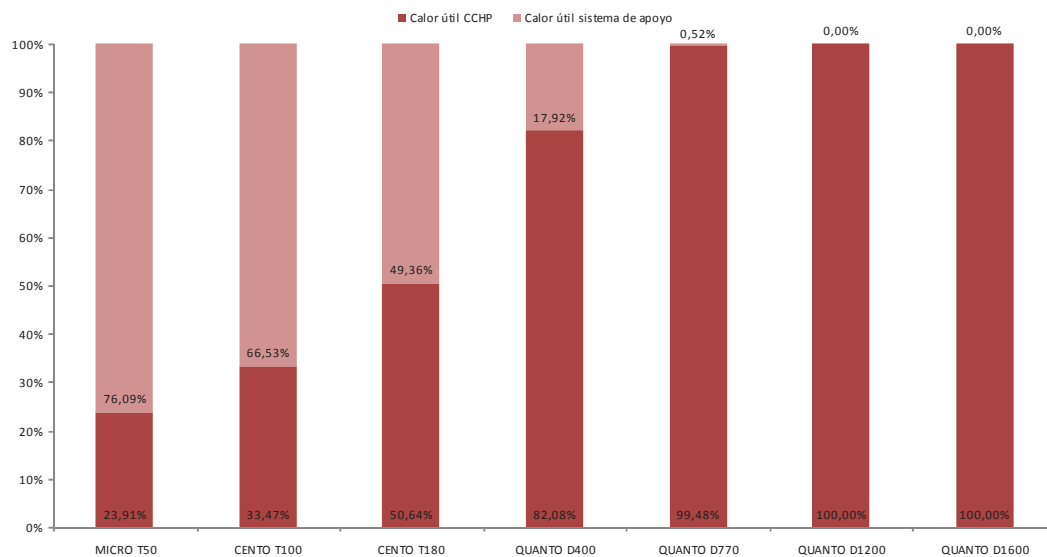


Gráfica 7.14. Coste unitario y producción eléctrica para diversos cogeneradores. Elaboración propia

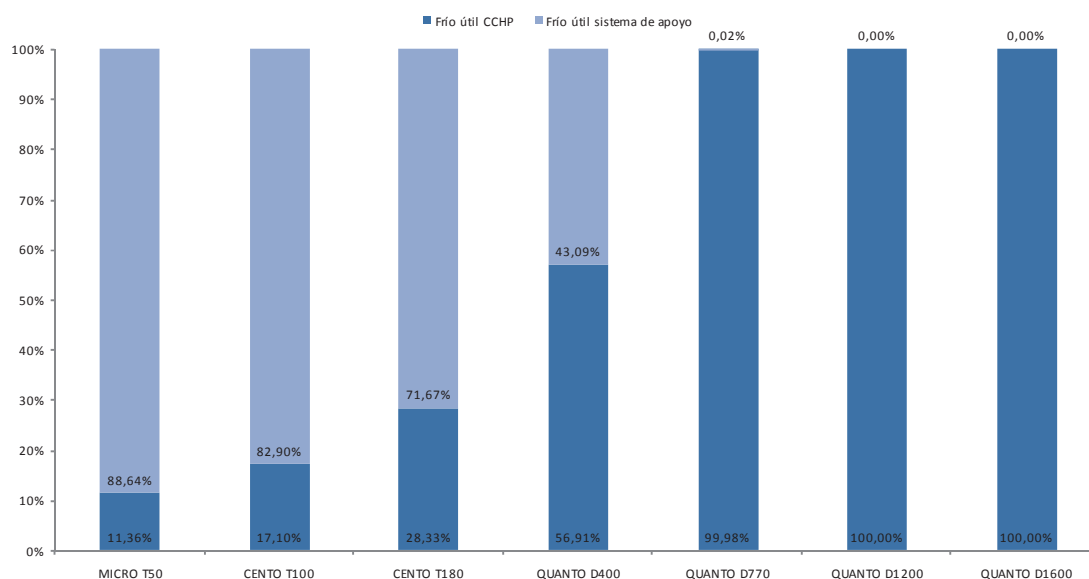
De manera informativa se completa el capítulo de aproximación a la solución con una serie de gráficas para ampliar los datos que tenemos sobre el sistema.



Gráfica 7.15. Calor y frío atendido sobre la demanda total según la potencia eléctrica instalada. Elaboración propia.



Gráfica 7.16. Porcentaje de calor atendido por cada sistema de la instalación para distintos conjuntos CCHP-sistema de apoyo. Elaboración propia.



Gráfica 7.17. Porcentaje de frío atendido por cada sistema de la instalación para distintos conjuntos CCHP-sistema de apoyo. Elaboración propia.

7.8. Resultados de la aproximación.

Del análisis de anterior se desprenden una serie de conclusiones, siendo las más significativas las que se enumeran a continuación:

Se observa que para los valores de REE, rendimiento global y PES el comportamiento de la instalación se mantiene constante para casi todos los valores de potencia, exceptuando que en algunos casos se da un máximo en la gráfica para valores de potencia eléctrica pertenecientes al intervalo entre 200 kWe y 700 kWe. Estos máximos concretamente los tenemos en las gráficas para el rendimiento global y el PES.

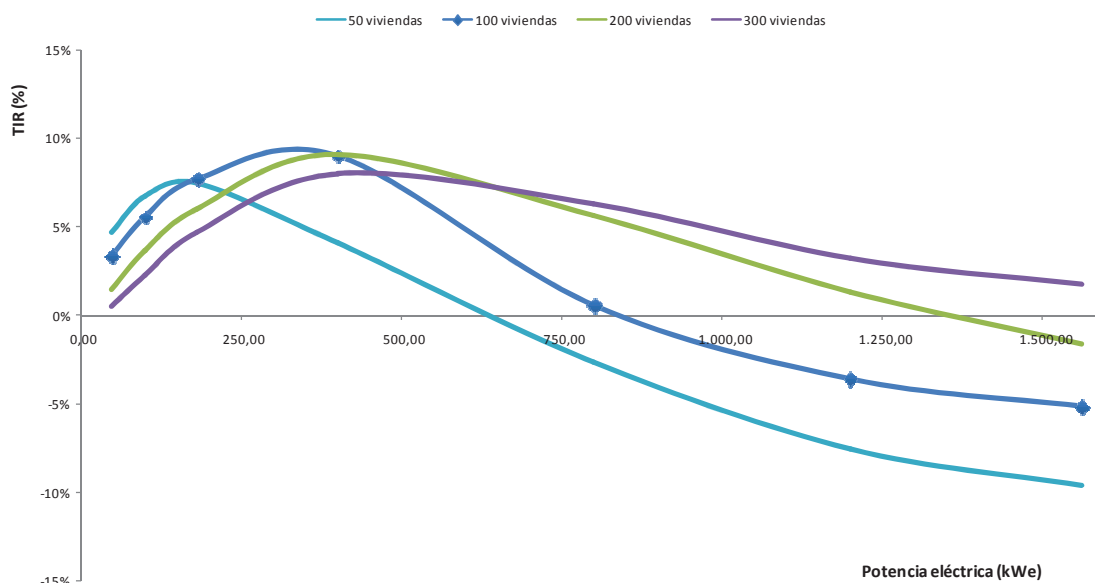
Dentro de las variables energéticas debemos comentar la influencia de la máquina de absorción. El uso del calor para la producción frío tiene un tratamiento especial tal y como se explicó en el apartado 5.2.1 que trata sobre el uso del calor útil en la producción de frío. De acuerdo a esto el calor útil real producido por la cogeneración en la época de refrigeración es mayor que el considerado en los cálculos. Concretamente en los meses del verano el calor útil es 2,5 veces menor que el real. Por esta razón, se produce una penalización en los valores del PES, REE y rendimiento global.

En cuanto a las variables específicas de la instalación (consumo, ahorro y emisiones) apreciamos una correlación directa entre ellas, obteniéndose mejores resultados a medida que aumentamos la potencia eléctrica de las máquinas.

Para los valores absolutos de ahorro y emisiones podemos decir que éstos son proporcionales a la potencia y en ambos casos son mejores para valores altos de potencia.

Una vez comprobado que cumplimos con los requisitos energéticos requeridos abordamos las variables económico-financieras. El VAN y la TIR nos marcar un claro intervalo de potencias donde el proyecto resulta viable según las condiciones económicas impuestas. Éstas son las variables más restrictivas del proyecto, dado que la ejecución del mismo para potencias que correspondan con valores no adecuados de la tasa interna de retorno y el valor actual neto carece de lógica aunque cumplamos con los requisitos legales exigibles para acceder a las retribuciones del régimen especial.

Mediante el coste de producción unitario comprobamos que como era de esperar al instalar máquinas más potentes se crea una economía de escala, lo cual resulta interesante a la hora de elegir entre las distintas potencias posibles.



Gráfica 7.18. Tasa interna de retorno para distintos número de viviendas. Se aprecia cómo se desplaza a izquierda o derecha según disminuye o aumenta la potencia eléctrica. Elaboración propia.

Resulta interesante la forma semejante a una campana que toman las dos gráficas sobre variables financieras. Esto indica que la solución de cada problema es particular y que además está comprendida en un intervalo interno de potencias de cada campana, que es propio de cada instalación y depende de la demanda energética. De esta manera campana que marca el intervalo óptimo de potencias se desplaza a la derecha cuando aumenta la demanda y hacia la izquierda cuando ésta disminuye.

A la vista de estos resultados y sobretodo sabiendo que el intervalo de potencias de cogeneración que resulta rentable instalar procederemos a elegir una solución dentro de ese intervalo de potencias.

En el siguiente capítulo estudiaremos máquinas que se encuentre dentro del rango de potencias descrito y por comparación entre ellas elegiremos la más adecuada a las necesidades del edificio.

Capítulo 8: Solución del problema.

8. Solución del problema.

8.1. Introducción.

Una vez analizadas las relaciones entre las diversas variables que definen el problema, vamos a acotar el intervalo de potencias que va desde 150 kWe hasta 600 kWe.

El objetivo es elegir de entre todas éstas la máquina que mejor se adapte a nuestra instalación.

Tabla 8.1. Gama de cogeneradores comprendidos entre 150 kWe y 600 kWe. Elaboración propia. Catálogos de TEDOM y VIESSMANN.

	CENTO T180	CENTO T200	EM 238/363	EM 363/498	QUANTO D400	EM- 401/549	QUANTO D580
Potencia nominal (kW)	458,59	511,11	667,28	959,54	950,00	1005,49	1433,26
Potencia eléctrica (kWe)	180,00	200,00	238,00	363,00	400,00	401,00	600,00
Potencia térmica (kWt)	227,00	253,29	363,00	498,00	456,00	549,00	698,00
Rendimiento eléctrico	39,2%	39,2%	35,7%	37,8%	42,2%	38,1%	41,9%
Rendimiento térmico	49,5%	49,5%	54,4%	51,9%	48,4%	54,6%	48,7%

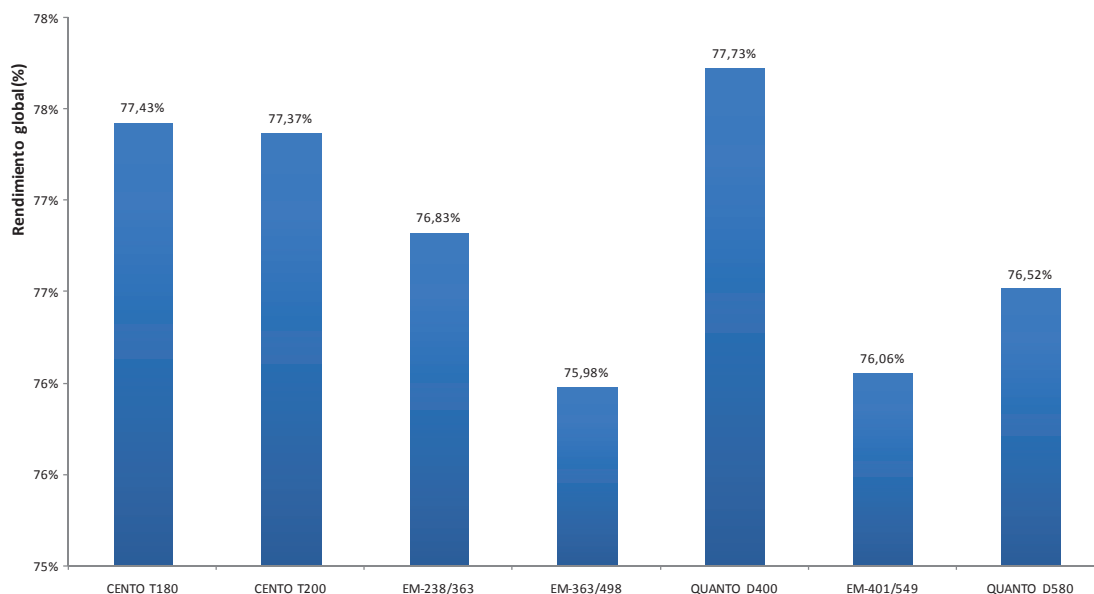
Dentro del rango de máquinas elegido disponemos de equipos de dos fabricantes distintos. Por una parte las de marca TEDOM: CENTO T180, CENTO T200, QUANTO D400 Y QUANTO D580. Las de la casa VIESSMANN: EM-238/363, EM-363/498 Y EM-401/549.

En el siguiente apartado vamos a discutir las ventajas e inconvenientes de cada una desde dos perspectivas: energética y económica. Particularizando los valores obtenidos para cada máquina. Finalmente decidiremos el equipo que se propone como solución al problema.

8.2. Resultados

8.2.1. Comportamiento frente a las variables energéticas.

A continuación vamos a realizar el análisis de las variables energéticas de las máquinas que se encuentran en el intervalo antes descritos. La primera que nos encontramos es el rendimiento global.



Gráfica 8.1. Rendimiento global. Elaboración propia.

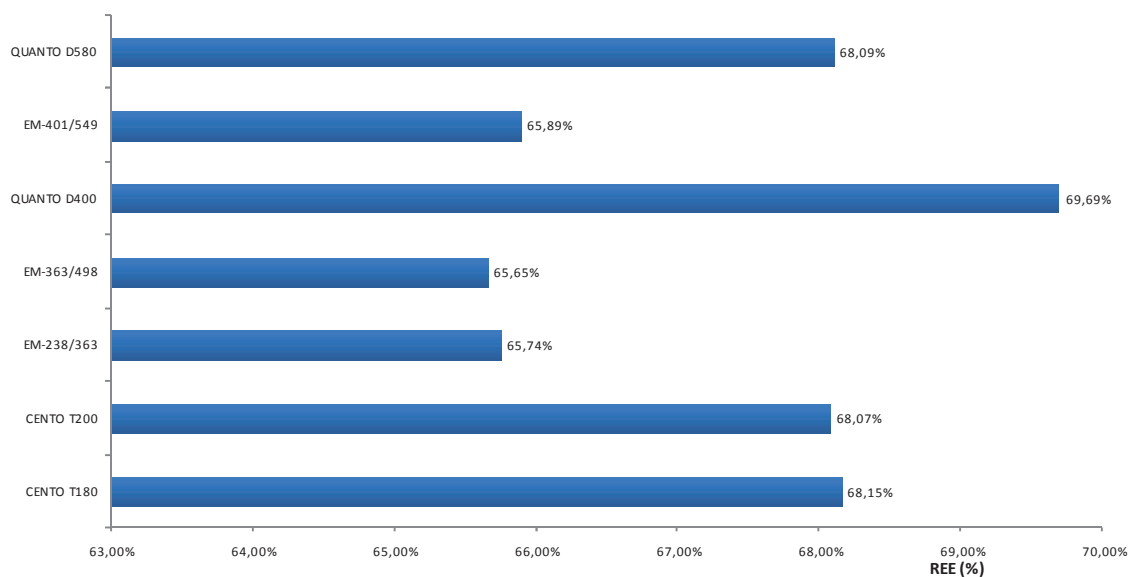
Obtenemos rendimientos globales de la instalación de aproximadamente el 77%, siendo el mínimo legal exigible el 75%. El cruce de los ejes se produce en el rendimiento global mínimo. La gráfica da la impresión de mucha dispersión en los datos. En realidad es un efecto visual producido por la escala elegida en la representación.

Exceptuando las máquinas EM-363/498 y EM-238/363, ambas del fabricante VIESSMANN, podemos equiparar el rendimiento global de todas las máquinas por lo que esta variable no nos va a servir como discriminador a la hora de elegir una máquina.

La siguiente variable que puede resultar determinante es el rendimiento eléctrico equivalente mínimo. Como ya se comentó en capítulos anteriores nos interesa que sea lo más alto posible, dado que el complemento por eficiencia es proporcional al REE.

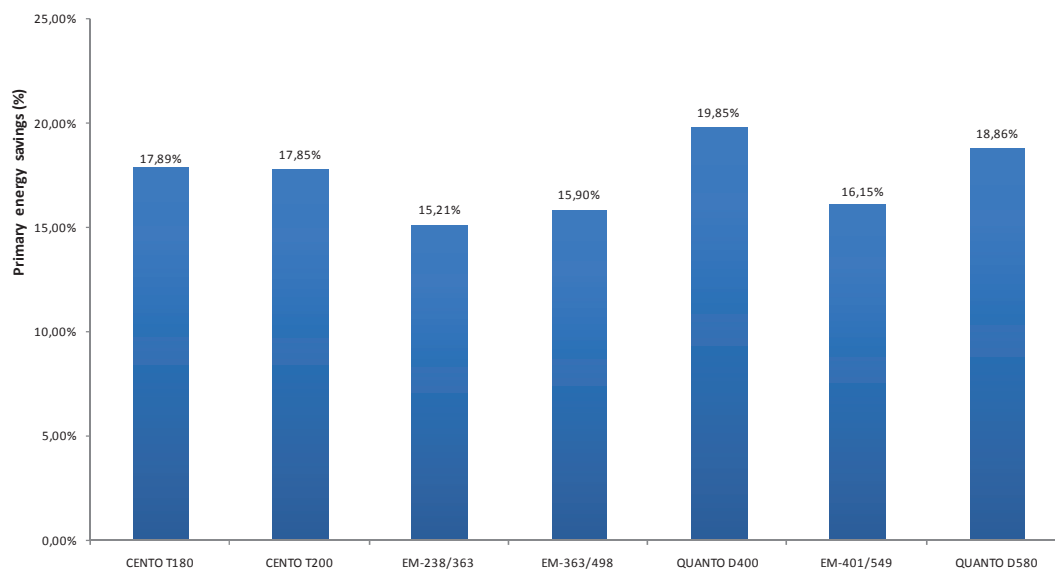
El mínimo establecido es del 55% y las máquinas más competitivas de nuestro análisis ronda el 68%-69%. Una vez más se observa una gran diferencia entre los valores que se obtiene del REE para cada fabricante.

Es evidente que en éste apartado elegiríamos la que proporcione mayor REE. Consideramos como válidos los valores entre el 68% y el 69% y descartamos las máquinas con REE menor.



Gráfica 8.2. Rendimiento eléctrico equivalente. Elaboración propia.

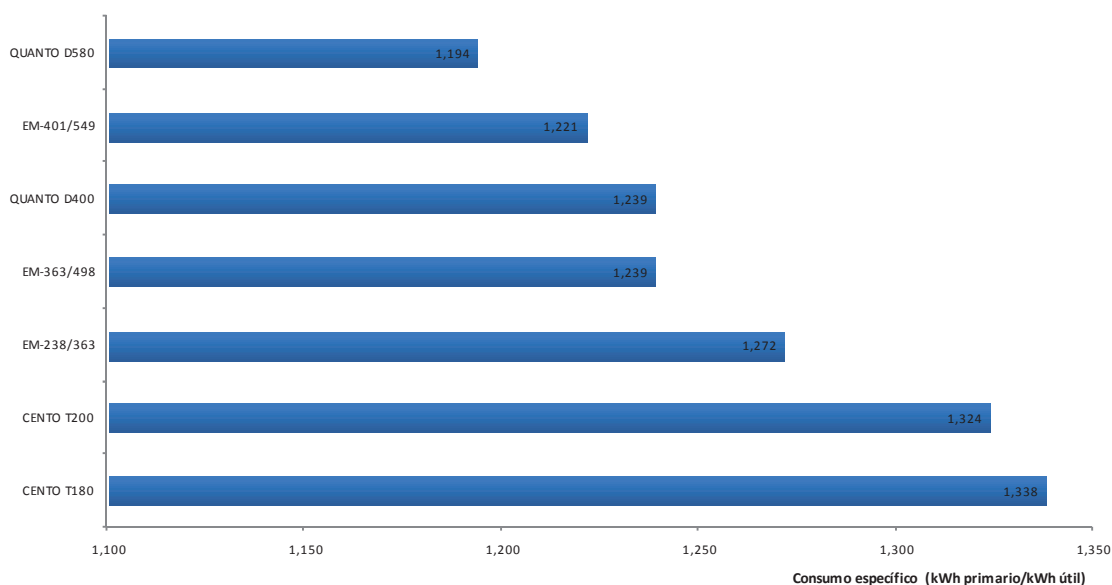
El otro gran indicador económico es el primary energy savings. Sólo nos interesa en que sea mayor que cero y así obtener la calificación de generación de alta eficiencia. Visto los resultados todas las máquinas aportan valores válidos.



Gráfica 8.3. Primary energy saving. Elaboración propia.

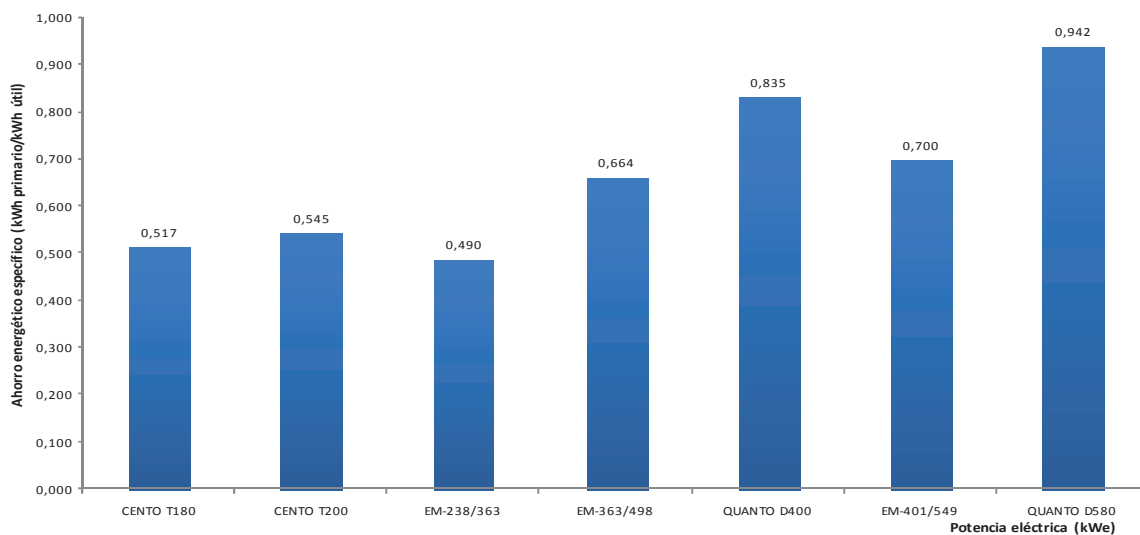
Una vez analizadas las características energéticas de la instalación que tienen alguna condición de obligado cumplimiento legal, compararemos algunas variables igualmente importantes.

Entre estas variables importantes estudiaremos las que tiene carácter específico. En definitiva las variables específicas son las que determinarán de manera eficaz cuáles son los consumos y ahorros que producirá la instalación por kilovatio-hora útil de energía producida.



Gráfica 8.4. Consumo específico. Elaboración propia.

Posiblemente la de mayor interés sea el consumo específico. Para poder apreciar variaciones en los consumos hemos tenido que referirnos a la tercera cifra decimal. En este caso comprobamos que a mayor potencia mejor es el consumo que se obtiene para la máquina.

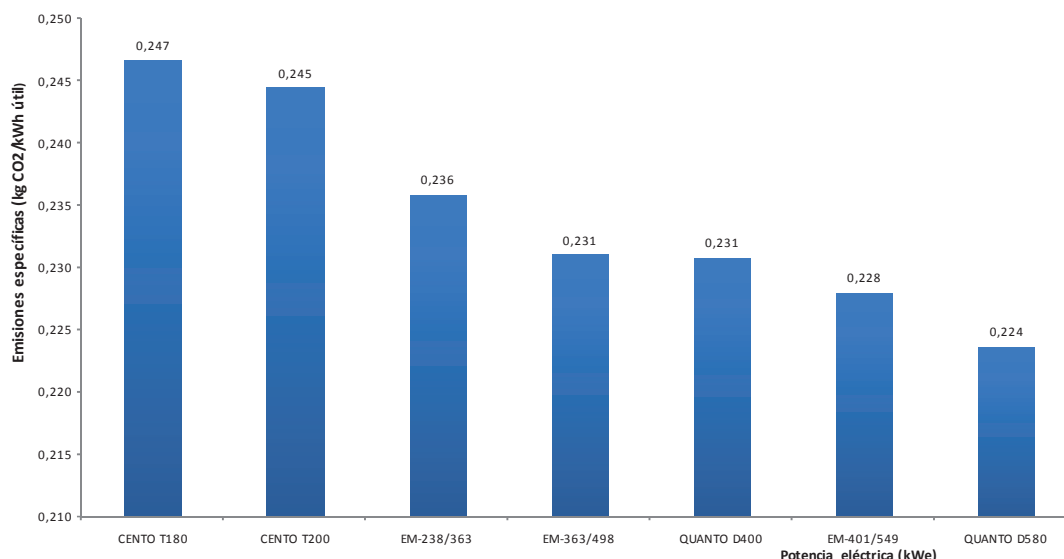


Gráfica 8.5. Ahorro energético específico. Elaboración propia.

Para apreciar diferencias significativas en alguna magnitud debemos fijarnos en el ahorro energético específico.

En este caso observamos una tendencia al alza paralela al aumento de potencia

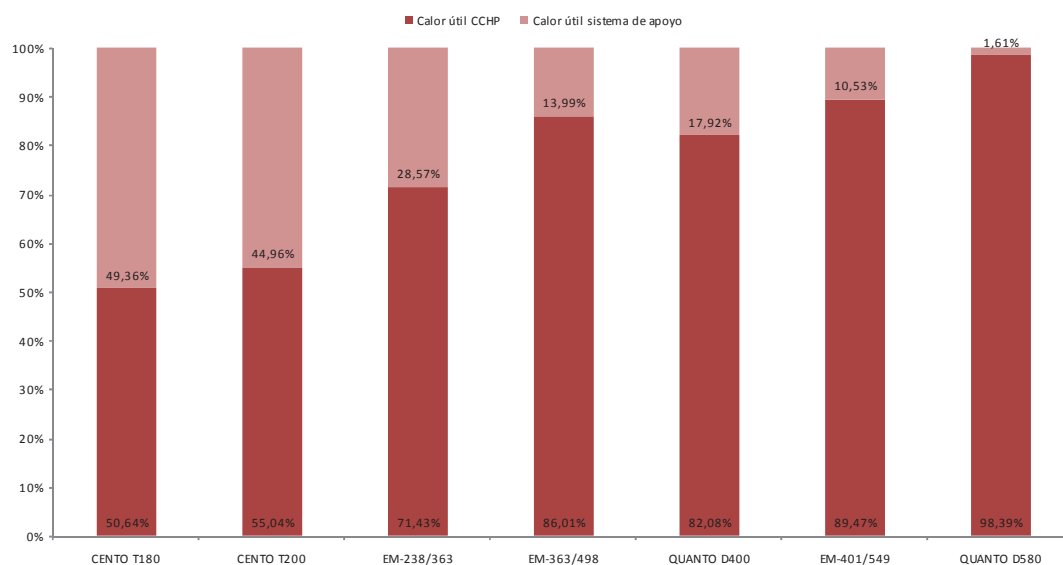
Como se comentó en el apartado 7.5.5 ésta variable no tiene una repercusión directa en el funcionamiento de la instalación, por lo que tampoco podemos considerarla como una variable decisiva. Lo comentado anteriormente también se extiende análogamente a las emisiones específicas de gases de efecto invernadero.



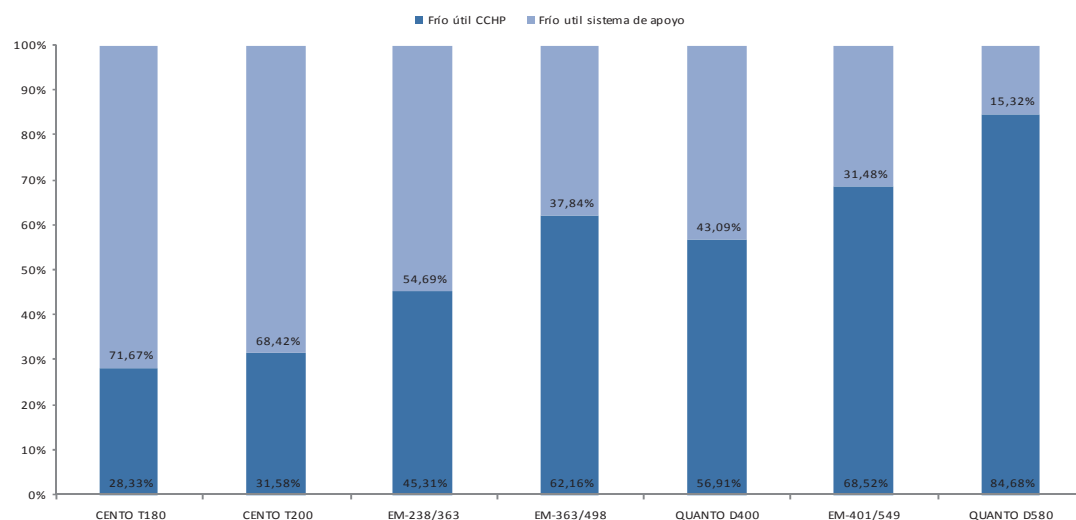
Gráfica 8.6. Emisiones específicas. Elaboración propia.

Se aprecia en la gráfica que la variación para los valores de las emisiones es reducida. De cara a la elección de un cogenerador, éste tampoco será una variable decisiva. Si tenemos en cuenta que los valores normalizados para las emisiones del gas natural se estiman en 0,201 kg de CO₂ por kWh consumido y a la vista de los resultados, podemos considerar que las hipótesis de partida en el planteamiento del problema fueron acertadas.

La siguiente cuestión que debemos plantearnos es como queda la atención de la demanda de frío y calor. Separando la producción con el cogenerador y con el sistema de apoyo.

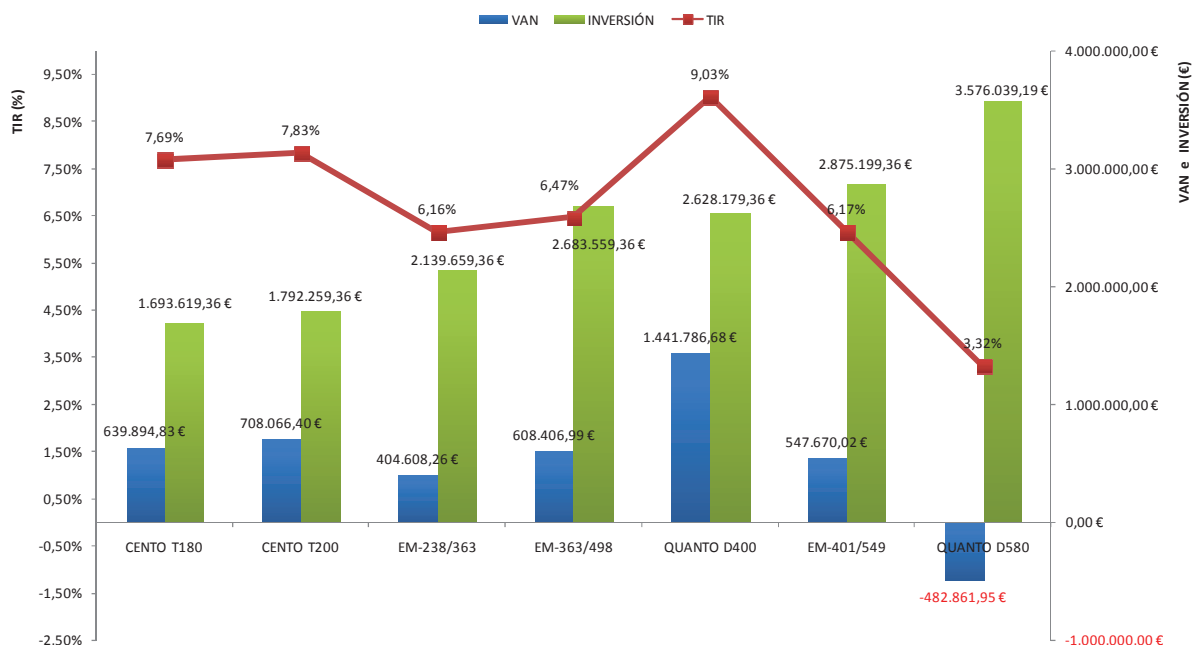


Gráfica 8.7. Atención de la demanda de calor satisfecha por cada sistema. Elaboración propia.



Gráfica 8.8. Atención de la demanda de frío satisfecha por cada sistema. Elaboración propia.

8.2.2. Comportamiento frente a las variables económicas.



Gráfica 8.9. Inversión, VAN y TIR, para cada cogenerador. Elaboración propia.

Quizás estas deberían ser las primeras variables analizadas debido a su trascendencia. Se ha optado por dejarlas para el final para realizar antes, un análisis de las variables que tienen que ver con la energía. Aunque no son determinantes a la hora de seleccionar una máquina, las variables energéticas resultan de gran importancia para conocer el comportamiento general de la instalación.

Hemos representado en un solo gráfico todas las magnitudes económicas. De esta manera la visualización resulta más sencilla.

Cualquier decisión que tomemos en función de los aspectos económicos será necesariamente de compromiso. Básicamente, dependiendo de la cantidad de dinero disponible para la inversión elegiremos una solución u otra. Por éste motivo vamos a dividir los resultados económicos por tramos de monto de inversión. Primero aplicaremos el criterio del VAN y seguidamente aplicaremos la TIR.

Recordamos que para considerar una inversión como recomendable su valor actual neto debe ser necesariamente mayor de cero y cuanto más alto sea mejor consideración tiene la inversión analizada. Igualmente como mínimo la tasa interna de retorno debe de ser mayor que el interés aplicable, en este caso el 4,54%.

Partiendo de estas premisas podemos eliminar de la selección el cogenerador QUANTO D580. Viendo la gráfica constatamos que tiene un VAN

negativo y una TIR inferior al valor estipulado del 4,54%, por lo que no crea valor, más bien lo destruye y se desaconseja su instalación.

Los tramos de análisis en función del monto medio invertido quedan de la siguiente manera.

Tabla 8.2. Clasificación cogeneradores por monto medio invertido. Elaboración propia

Monto medio invertido	1.700.000 €	2.400.000€	2.700.000€
Cogeneradores	<ul style="list-style-type: none"> • CENTO T80 • CENTO T200 	<ul style="list-style-type: none"> • EM-238/363 	<ul style="list-style-type: none"> • QUANTO 400 • EM-401/549

Esta clasificación es necesaria debido a que el valor actual neto compara proyectos con igual coste de inversión. El siguiente paso es elegir la inversión que tiene como resultado un mayor valor actual neto en cada tramo de inversión.

En el primer tramo de inversión (1.700.000 €), optaríamos por la CENTO T200 con un VAN de 708.066,40 € frente a la otra máquina del tramo con 639.984,83 € de valor actual neto.

En el segundo tramo solo tenemos una máquina con un VAN de 404.608,26 € por lo que nos quedaríamos con esa.

En el tercer tramo tenemos tres máquinas de potencia muy similar con un cogenerador que claramente tiene un VAN mayor que los demás. El QUANTO D400 con un valor actual neto de 1.441.786,68 €, duplica los demás de su grupo, sería la máquina elegida para este tramo de monto de inversión.

En cuanto a la tasa interna de retorno, para el primer tramo los valores arrojados son muy similares entre ambas inversiones. La diferencia es apenas de unas cuantas décimas. Por lo que seguiríamos manteniendo la elección de la CENTO T200.

En el tercer tramo la QUANTO D400 sigue manteniendo unos valores muy superiores respecto a las demás máquinas de su grupo.

En las condiciones iniciales de financiación del apartado 7.2.6 hemos impuesto una tasa de interés de 4,54% y un monto financiado del 85% del total a invertir. En la coyuntura económica actual el coste de financiación resulta más abultado. Aunque si bien es cierto, que el tipo interés al que nos financiamos dependerá en gran medida de nuestro poder de negociación con las entidades financieras y del monto a financiar. En este estudio mantendremos la tasa del 4,54%. En caso de obtener una tasa de financiación distinta, sólo sería necesario extrapolar las conclusiones anteriores a los valores de la nueva tasa de interés.

8.3. Decisión.

En este apartado vamos a resumir en una tabla los resultados arrojados por los cogeneradores y posteriormente elegiremos el que más se adapte a las condiciones nuestro proyecto

Tabla 8.3. Resumen del comportamiento de los cogeneradores candidatos a solución del problema.
Elaboración propia.

Variables		Elección	Valor
Energéticas			
Rendimiento global		QUANTO D400	77,73%
Rendimiento eléctrico equivalente		QUANTO D400	69,69%
Primary energy saving		QUANTO D400	19,85%
Económicas			
VAN	Tramo 1	CENTO T200	708.066,40 €
	Tramo 2	EM-238/363	404.608,26 €
	Tramo 3	QUANTO D400	2.628.179,36 €
TIR	Tramo 1	CENTO T200	7,88%
	Tramo 2	EM-238/363	6,16%
	Tramo 3	QUANTO D400	9,03%

Resulta claro que el equipo adecuando a nuestra instalación es el QUANTO D400. No obstante la decisión es de compromiso y depende en exclusiva de capacidad económica de los propietarios de la instalación.

Sin embargo para proseguir con el desarrollo del proyecto vamos a elegir el cogenerador QUANTO D400 y abundaremos sobre su comportamiento en la instalación.

8.4. Discusión de la solución.

8.4.1. Cogenerador QUANTO D400.

En este capítulo vamos a describir a fondo las especificaciones del cogenerador QUANTO D400. Para una correcta comprensión se recomienda la visualización previa de la Tabla 6.7.

El QUANTO D400 es un cogenerador fabricado por la compañía checa TEDOM. Sus especificaciones técnicas son la que aparecen en la tabla siguiente.

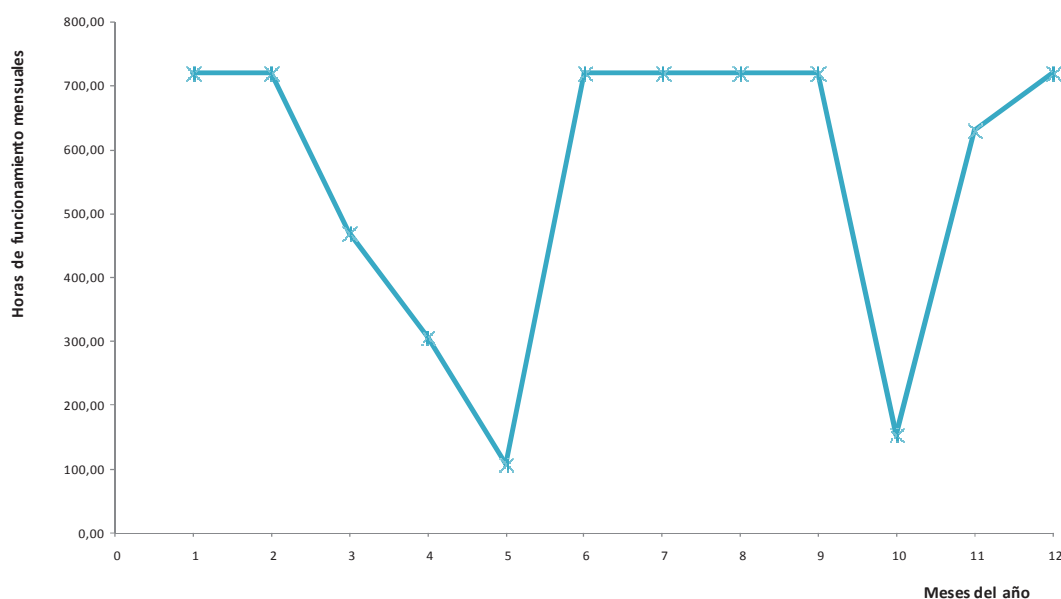
Tabla 8.4. Especificaciones técnicas del QUANTO D400. TEDOM. Elaboración propia.

QUANTO D400	
Potencia nominal (kW)	950,00
Potencia eléctrica (kWe)	400,00
Potencia térmica (kWt)	456,00
Rendimiento eléctrico	42,1%
Rendimiento térmico	48,0%

La instalación de ésta máquina nos configura una instalación con las características contenidas en el cuadro siguiente.

Tabla 8.5. Dimensionamiento de la instalación con QUANTO D400. Elaboración propia.

Equipo	Potencia	Inversión
QUANTO D400	400 kWe	600.000,00 €
Máquina de absorción	1.094,40 kWt	1.641.600,00 €
Equipo de apoyo		
Caldera	669,85 kWt	53.588,13 €
Aire acondicionado	1.109,97 kWt	332.991,23 €
Inversión total		2.628.179,36 €



Gráfica 8.10. Horas de funcionamiento anuales para QUANTO D400. Elaboración propia.

En la gráfica se muestran las horas de funcionamiento para el cogenerador QUANTO D400. Se observa que para los meses de mayo y octubre el uso del cogenerador es mínimo. Por otra parte también se ve claramente los efectos de temperatura exterior en el comportamiento del cogenerador. En verano e invierno tenemos máquina funcionando todas las horas posibles al mes. En las épocas distintas a éstas dos, obtenemos un funcionamiento medio de 4 horas por día.

Como ya se dijo anteriormente lo interesante desde el punto de vista económico es conseguir el mayor número de horas posibles de funcionamiento. En este caso tenemos dos meses con pocas horas de funcionamiento que pueden dedicarse al mantenimiento de la instalación.

Todas las máquinas elegidas como solución del problema presentan gráficas parecidas con la salvedad de que a mayor potencia, se obtienen mayor número de horas de parada.

Otra gráfica que nos aporta información valiosa es la que muestra como se divide la generación de calor entre el cogenerador y el equipo de apoyo.

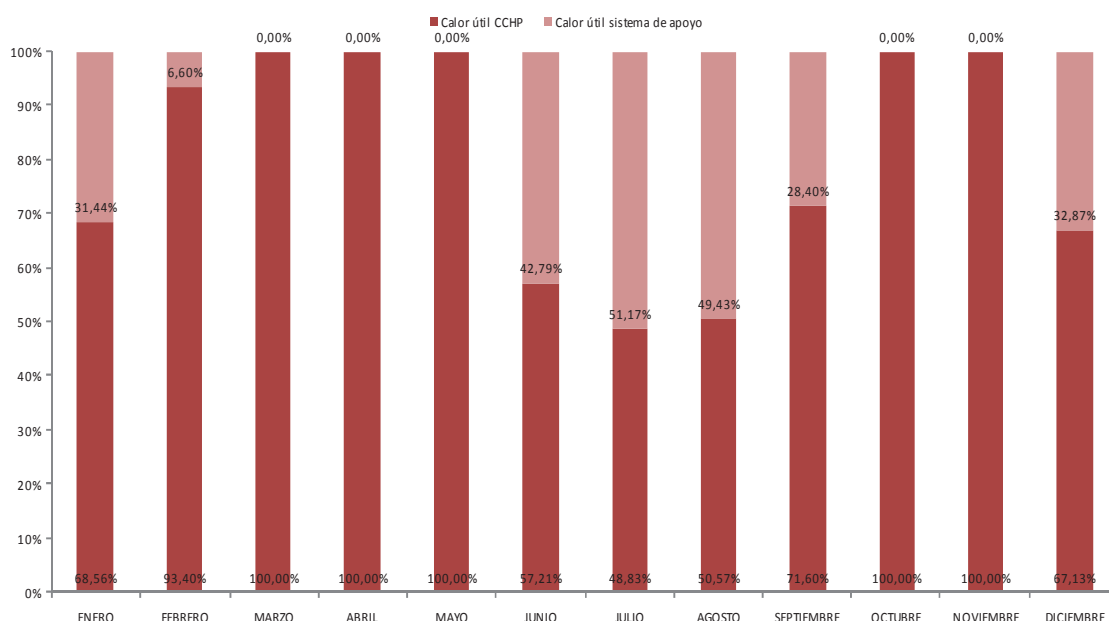
Con el cogenerador atendemos de media a lo largo del año un 80% de calor demandado. Por épocas del año nos fijamos que en primavera y otoño se cubre un 100% de la demanda.

El verano es un caso especial. En esa época de media atendemos un 55% de la demanda total de calor. Se ha configurado la instalación de manera que priorizamos el consumo de calor de la máquina de absorción sobre el ACS.

De manera particular el valor atendido de calor coincide con la demanda de energía térmica de la máquina de absorción, siendo la demanda de ACS satisfecha con los equipos de apoyo.

Esto sucede de manera general, con máquinas más potentes existe un excedente de calor que se utilizaría en la producción de ACS.

En la época invernal el cogenerador no tiene capacidad suficiente para satisfacer la demanda de calor. De media aporta un 75% del calor demandado y el resto se suple con el sistema de apoyo.



Gráfica 8.11. Calor generado anualmente por los equipos de la instalación. Elaboración propia.

Puede resultar contradictorio que en verano atendamos menos calor en invierno pero si miramos la Tabla 6.7 comprobaremos que gracias a la máquina de absorción la demanda de calor en verano supera ampliamente las necesidades caloríficas del invierno.

En las siguientes páginas se presentan de forma tabulada los resultados obtenidos para la instalación configurada con un cogenerador QUANTO D400.

8.4.1.1. Tablas de resultados

Tabla 8.6. Resultados para el cogenerador QUANTO D400 y la máquina de absorción en la instalación. Elaboración propia.

COMBINE COOLING, HEAT AND POWER (CCHP)									
MES	Energía útil generada				Horas de uso máquina de absorción	Consumo energía final en punto de consumo		Emisiones en punto de consumo (tCO2)	
	Horas netas de funcionamiento	Eléctrica (kWhe)	Térmica			Combustible (kWht)	Desembolso (€)		
			Total	ACS+CALEF (kWht)					Absorción (kWht)
ENERO	720,00	288.000,00	328.320,00	328.320,00	0,00	684.085,51	23.173,40 €	137,50	
FEBRERO	720,00	288.000,00	328.320,00	328.320,00	0,00	684.085,51	23.173,40 €	137,50	
MARZO	468,73	187.492,46	213.741,41	213.741,41	0,00	445.350,27	15.086,24 €	89,52	
ABRIL	306,34	122.536,54	139.691,66	139.691,66	0,00	291.060,67	9.859,68 €	58,50	
MAYO	108,81	43.524,83	49.618,31	49.618,31	0,00	103.384,40	3.502,15 €	20,78	
JUNIO	720,00	288.000,00	328.320,00	0,00	328.320,00	684.085,51	23.173,40 €	137,50	
JULIO	720,00	288.000,00	328.320,00	0,00	328.320,00	684.085,51	23.173,40 €	137,50	
AGOSTO	720,00	288.000,00	328.320,00	0,00	328.320,00	684.085,51	23.173,40 €	137,50	
SEPTIEMBRE	720,00	288.000,00	328.320,00	0,00	328.320,00	684.085,51	23.173,40 €	137,50	
OCTUBRE	153,59	61.434,86	70.035,74	70.035,74	0,00	145.926,03	4.943,24 €	29,33	
NOVIEMBRE	629,23	251.691,37	286.928,16	286.928,16	0,00	597.841,73	20.251,89 €	120,17	
DICIEMBRE	720,00	288.000,00	328.320,00	328.320,00	0,00	684.085,51	23.173,40 €	137,50	
AÑO	6.706,70	2.682.680,06	3.058.255,27	1.744.975,27	1.313.280,00	6.372.161,66	215.856,98 €	1280,80	

Tabla 8.7. Resultados para el sistema de apoyo de la instalación. Elaboración propia. (1/2)

MES	Déficit (kWht)			Horas de funcionamiento			Consumo energía final	
	ACS + Calef (kWht)	Frío (kWht)		Caldera	Aire acondicionado	Total	Combustible (kWht)	Electricidad (kWhe)
ENERO	150.581,18	0,00	0,00	224,80	0,00	224,80	180.769,73	0,00
FEBRERO	23.201,09	0,00	0,00	34,64	0,00	34,64	27.852,45	0,00
MARZO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ABRIL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MAYO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
JUNIO	13.463,85	131.328,00	92.842,72	20,10	83,64	103,74	16.163,09	29.013,35
JULIO	11.051,04	131.328,00	133.196,49	16,50	120,00	136,50	13.266,55	41.623,90
AGOSTO	9.817,01	131.328,00	124.423,93	14,66	112,10	126,75	11.785,12	38.882,48
SEPTIEMBRE	12.143,87	131.328,00	47.225,42	18,13	42,55	60,68	14.578,47	14.757,94
OCTUBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVIEMBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DICIEMBRE	160.764,38	0,00	0,00	240,00	0,00	240,00	192.994,45	0,00
AÑO	381.022,41	525.312,00	397.688,57	568,82	358,29	927,10	457.409,86	124.277,68

Tabla 8.8. Resultados para el sistema de apoyo de la instalación. Elaboración propia. (2/2).

MES	Desembolso (€)			Emisiones		
	Combustible	Electricidad	Total	Combustible (tCO2)	Electricidad (tCO2)	Total (tCO2)
ENERO	10.395,83 €	- €	10.395,83 €	36,33	0,00	36,33
FEBRERO	1.601,76 €	- €	1.601,76 €	5,60	0,00	5,60
MARZO	- €	- €	- €	0,00	0,00	0,00
ABRIL	- €	- €	- €	0,00	0,00	0,00
MAYO	- €	- €	- €	0,00	0,00	0,00
JUNIO	929,52 €	4.379,22 €	5.308,74 €	3,25	9,57	12,82
JULIO	762,94 €	6.282,63 €	7.045,57 €	2,67	13,74	16,40
AGOSTO	677,75 €	5.868,84 €	6.546,59 €	2,37	12,83	15,20
SEPTIEMBRE	838,39 €	2.227,53 €	3.065,92 €	2,93	4,87	7,80
OCTUBRE	- €	- €	- €	0,00	0,00	0,00
NOVIEMBRE	- €	- €	- €	0,00	0,00	0,00
DICIEMBRE	11.098,86 €	- €	11.098,86 €	38,79	0,00	38,79
AÑO	26.305,05 €	18.758,22 €	45.063,28 €	91,94	41,01	132,95

Tabla 8.9. Resultados globales para la instalación. Elaboración propia.

MES	Emisiones tCO2	Consumo energía primaria			Prima generación eléctrica (€)	Horas de funcionamiento				
		Combustible (kWht)	Electricidad (kWhe)	Desembolso (€)		CCHP	Sistema de apoyo			
							Caldera	Aire acondicionado	total	
ENERO	173,84	864.855,24	0,00	33.569,23 €	50.618,02 €	720,00	224,80	0,00	224,80	944,80
FEBRERO	143,10	711.937,96	0,00	24.775,16 €	50.618,02 €	720,00	34,64	0,00	34,64	754,64
MARZO	89,52	445.350,27	0,00	15.086,24 €	32.953,11 €	468,73	0,00	0,00	0,00	468,73
ABRIL	58,50	291.060,67	0,00	9.859,68 €	21.536,66 €	306,34	0,00	0,00	0,00	306,34
MAYO	20,78	103.384,40	0,00	3.502,15 €	7.649,79 €	108,81	0,00	0,00	0,00	108,81
JUNIO	150,32	700.248,60	29.013,35	28.482,13 €	50.618,02 €	720,00	20,10	83,64	103,74	823,74
JULIO	153,90	697.352,07	41.623,90	30.218,97 €	50.618,02 €	720,00	16,50	120,00	136,50	856,50
AGOSTO	152,70	695.870,63	38.882,48	29.719,99 €	50.618,02 €	720,00	14,66	112,10	126,75	846,75
SEPTIEMBRE	145,30	698.663,98	14.757,94	26.239,32 €	50.618,02 €	720,00	18,13	42,55	60,68	780,68
OCTUBRE	29,33	145.926,03	0,00	4.943,24 €	10.797,61 €	153,59	0,00	0,00	0,00	153,59
NOVIEMBRE	120,17	597.841,73	0,00	20.251,89 €	44.236,52 €	629,23	0,00	0,00	0,00	629,23
DICIEMBRE	176,29	877.079,96	0,00	34.272,26 €	50.618,02 €	720,00	240,00	0,00	240,00	960,00
AÑO	1413,76	6.829.571,52	124.277,68	260.920,25 €	471.499,80 €	6.706,70	568,82	358,29	927,10	7.633,80

Tabla 8.10. Eficiencia energética de la instalación. Elaboración propia.

Combustible de no cogeneración	$F_{CC-no\ CPH}$	457.409,86	kWht
Combustible consumido cogeneración	F_{CC}	6.372.161,66	kWht
Electricidad generada	E	2.682.680,06	kWhe
Calor útil entregado	H_{CHP}	2.270.287,27	kWht
Rendimiento eléctrico equivalente	REE	69,69%	CUMPLE, alta eficiencia
Rendimiento global	n	77,73%	Toda la electricidad es de cogeneración
Parámetro C, cogeneración total	C	1,181647846	
Electricidad de cogeneración	E_{HCP}	2.682.680,06	kWhe
Rendimiento asociado al calor útil	CHP Hn	35,63%	
Rendimiento asociado a la electricidad	CHP En	42,10%	
Primary Energy Saving	PES	19,85%	Alta eficiencia
Complemento por eficiencia	CPE	0,012305578	€/kWh
Complemento por energía reactiva	CER	0,00347992	€/kWh

Tabla 8.11. Ahorro de energía primaria y ahorro de emisiones de CO₂. Elaboración propia.

Consumo bruto de energía primaria	Convencional	12.147.273,57	(kWh primario)	1044,48	tep
	CCHP + apoyo	7.587.266,30	(kWh primario)	652,39	tep
Ahorro bruto de energía primaria		4.560.007,26	(kWh primario)	392,09	tep
Emisiones brutas de CO2	Convencional	2.217,79		(tCO2/año)	
	CCHP + apoyo	1.413,76		(tCO2/año)	
Ahorro bruto emisiones de CO2		804,03		(tCO2/año)	

Tabla 8.12. Condiciones del préstamo financiero. Elaboración propia.

% financiando	85%
Monto del préstamo	2.233.952,45 €
Interés aplicable	4,54%
Plazo (años)	15
Cuota anual	208.584,24 €
Total pagado	3.128.763,66 €

Tabla 8.13. Amortización del préstamo financiero. Elaboración propia.

Período	Año	Interés	Capital	Pendiente
1	2014	101.421,44 €	107.162,80 €	2.126.789,65 €
2	2015	96.556,25 €	112.027,99 €	2.014.761,66 €
3	2016	91.470,18 €	117.114,06 €	1.897.647,59 €
4	2017	86.153,20 €	122.431,04 €	1.775.216,55 €
5	2018	80.594,83 €	127.989,41 €	1.647.227,14 €
6	2019	74.784,11 €	133.800,13 €	1.513.427,00 €
7	2020	68.709,59 €	139.874,66 €	1.373.552,35 €
8	2021	62.359,28 €	146.224,97 €	1.227.327,38 €
9	2022	55.720,66 €	152.863,58 €	1.074.463,80 €
10	2023	48.780,66 €	159.803,59 €	914.660,21 €
11	2024	41.525,57 €	167.058,67 €	747.601,54 €
12	2025	33.941,11 €	174.643,13 €	572.958,40 €
13	2026	26.012,31 €	182.571,93 €	390.386,47 €
14	2027	17.723,55 €	190.860,70 €	199.525,77 €
15	2028	9.058,47 €	199.525,77 €	0,00 €
16	2029	- €	- €	0,00 €
17	2030	- €	- €	0,00 €
18	2031	- €	- €	0,00 €
19	2032	- €	- €	0,00 €
20	2033	- €	- €	0,00 €

Tabla 8.14. Ingresos esperados durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia. (1/2)

Año	Actualización del IPC	ELECTRICIDAD		CALOR		FRÍO	
		Producción (kWhe)	Tarifa (€/kWh)	Producción (kWht)	Tarifa (€/kWh)	Producción (kWht)	Tarifa (€/kWh)
2014	1,58%	2.682.680,06	0,1757570 €	2.125.997,68	0,0792456 €	923.000,57	0,0810126 €
2015	2,00%	2.682.680,06	0,1792721 €	2.125.997,68	0,0808305 €	923.000,57	0,0826329 €
2016	2,50%	2.682.680,06	0,1837539 €	2.125.997,68	0,0828513 €	923.000,57	0,0846987 €
2017	3,00%	2.682.680,06	0,1892666 €	2.125.997,68	0,0853368 €	923.000,57	0,0872397 €
2018	3,00%	2.682.680,06	0,1949446 €	2.125.997,68	0,0878969 €	923.000,57	0,0898569 €
2019	3,00%	2.682.680,06	0,2007929 €	2.125.997,68	0,0905338 €	923.000,57	0,0925526 €
2020	3,00%	2.682.680,06	0,2068167 €	2.125.997,68	0,0932499 €	923.000,57	0,0953291 €
2021	3,00%	2.682.680,06	0,2130212 €	2.125.997,68	0,0960473 €	923.000,57	0,0981890 €
2022	3,00%	2.682.680,06	0,2194118 €	2.125.997,68	0,0989288 €	923.000,57	0,1011347 €
2023	3,00%	2.682.680,06	0,2259942 €	2.125.997,68	0,1018966 €	923.000,57	0,1041687 €
2024	3,00%	2.682.680,06	0,2327740 €	2.125.997,68	0,1049535 €	923.000,57	0,1072938 €
2025	3,00%	2.682.680,06	0,2397572 €	2.125.997,68	0,1081021 €	923.000,57	0,1105126 €
2026	3,00%	2.682.680,06	0,2469499 €	2.125.997,68	0,1113452 €	923.000,57	0,1138280 €
2027	3,00%	2.682.680,06	0,2543584 €	2.125.997,68	0,1146856 €	923.000,57	0,1172428 €
2028	3,00%	2.682.680,06	0,2619892 €	2.125.997,68	0,1181261 €	923.000,57	0,1207601 €
2029	3,00%	2.682.680,06	0,2698489 €	2.125.997,68	0,1216699 €	923.000,57	0,1243829 €
2030	3,00%	2.682.680,06	0,2779443 €	2.125.997,68	0,1253200 €	923.000,57	0,1281144 €
2031	3,00%	2.682.680,06	0,2862827 €	2.125.997,68	0,1290796 €	923.000,57	0,1319578 €
2032	3,00%	2.682.680,06	0,2948711 €	2.125.997,68	0,1329520 €	923.000,57	0,1359166 €
2033	3,00%	2.682.680,06	0,3037173 €	2.125.997,68	0,1369406 €	923.000,57	0,1399941 €

Tabla 8.15. Ingresos esperados durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia. (2/2)

Año	ELECTRICIDAD					Ingresos por venta electricidad	Ingresos por venta calor	Ingresos por venta de frío	Total
	Venta a red	Complementos		Energía reactiva					
		Eficiencia							
2014	471.499,80 €	33.011,93 €		9.335,51 €		513.847,24 €	168.475,98 €	74.774,71 €	757.097,93 €
2015	480.929,80 €	33.672,17 €		9.522,22 €		524.124,18 €	171.845,50 €	76.270,20 €	772.239,89 €
2016	492.953,04 €	34.513,97 €		9.760,28 €		537.227,29 €	176.141,64 €	78.176,96 €	791.545,89 €
2017	507.741,63 €	35.549,39 €		10.053,09 €		553.344,11 €	181.425,89 €	80.522,27 €	815.292,26 €
2018	522.973,88 €	36.615,87 €		10.354,68 €		569.944,43 €	186.868,67 €	82.937,93 €	839.751,03 €
2019	538.663,10 €	37.714,35 €		10.665,32 €		587.042,76 €	192.474,73 €	85.426,07 €	864.943,56 €
2020	554.822,99 €	38.845,78 €		10.985,28 €		604.654,05 €	198.248,97 €	87.988,85 €	890.891,87 €
2021	571.467,68 €	40.011,15 €		11.314,84 €		622.793,67 €	204.196,44 €	90.628,52 €	917.618,63 €
2022	588.611,71 €	41.211,49 €		11.654,28 €		641.477,48 €	210.322,33 €	93.347,38 €	945.147,18 €
2023	606.270,06 €	42.447,83 €		12.003,91 €		660.721,80 €	216.632,00 €	96.147,80 €	973.501,60 €
2024	624.458,16 €	43.721,27 €		12.364,03 €		680.543,46 €	223.130,96 €	99.032,23 €	1.002.706,65 €
2025	643.191,91 €	45.032,90 €		12.734,95 €		700.959,76 €	229.824,89 €	102.003,20 €	1.032.787,85 €
2026	662.487,66 €	46.383,89 €		13.117,00 €		721.988,55 €	236.719,64 €	105.063,29 €	1.063.771,48 €
2027	682.362,29 €	47.775,41 €		13.510,51 €		743.648,21 €	243.821,22 €	108.215,19 €	1.095.684,63 €
2028	702.833,16 €	49.208,67 €		13.915,82 €		765.957,66 €	251.135,86 €	111.461,65 €	1.128.555,17 €
2029	723.918,16 €	50.684,93 €		14.333,30 €		788.936,39 €	258.669,94 €	114.805,50 €	1.162.411,82 €
2030	745.635,70 €	52.205,48 €		14.763,30 €		812.604,48 €	266.430,04 €	118.249,66 €	1.197.284,18 €
2031	768.004,77 €	53.771,64 €		15.206,19 €		836.982,61 €	274.422,94 €	121.797,15 €	1.233.202,70 €
2032	791.044,92 €	55.384,79 €		15.662,38 €		862.092,09 €	282.655,62 €	125.451,07 €	1.270.198,78 €
2033	814.776,27 €	57.046,34 €		16.132,25 €		887.954,85 €	291.135,29 €	129.214,60 €	1.308.304,74 €

Tabla 8.16. Gastos financieros y de operación y mantenimiento durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia.

Año	IPC	Combustible	Mantenimiento	Intereses	Amortización préstamo	Total
2014	1,58%	299.245,13 €	70.724,97 €	101.421,44 €	107.162,80 €	578.554,35 €
2015	2,00%	305.230,04 €	72.139,47 €	96.556,25 €	112.027,99 €	585.953,75 €
2016	2,50%	312.860,79 €	73.942,96 €	91.470,18 €	117.114,06 €	595.387,99 €
2017	3,00%	322.246,61 €	76.161,24 €	86.153,20 €	122.431,04 €	606.992,10 €
2018	3,00%	331.914,01 €	78.446,08 €	80.594,83 €	127.989,41 €	618.944,33 €
2019	3,00%	341.871,43 €	80.799,46 €	74.784,11 €	133.800,13 €	631.255,14 €
2020	3,00%	352.127,57 €	83.223,45 €	68.709,59 €	139.874,66 €	643.935,26 €
2021	3,00%	362.691,40 €	85.720,15 €	62.359,28 €	146.224,97 €	656.995,79 €
2022	3,00%	373.572,14 €	88.291,76 €	55.720,66 €	152.863,58 €	670.448,14 €
2023	3,00%	384.779,30 €	90.940,51 €	48.780,66 €	159.803,59 €	684.304,06 €
2024	3,00%	396.322,68 €	93.668,72 €	41.525,57 €	167.058,67 €	698.575,65 €
2025	3,00%	408.212,36 €	96.478,79 €	33.941,11 €	174.643,13 €	713.275,39 €
2026	3,00%	420.458,74 €	99.373,15 €	26.012,31 €	182.571,93 €	728.416,13 €
2027	3,00%	433.072,50 €	102.354,34 €	17.723,55 €	190.860,70 €	744.011,09 €
2028	3,00%	446.064,67 €	105.424,97 €	9.058,47 €	199.525,77 €	760.073,89 €
2029	3,00%	459.446,61 €	108.587,72 €	- €	- €	568.034,34 €
2030	3,00%	473.230,01 €	111.845,36 €	- €	- €	585.075,37 €
2031	3,00%	487.426,91 €	115.200,72 €	- €	- €	602.627,63 €
2032	3,00%	502.049,72 €	118.656,74 €	- €	- €	620.706,46 €
2033	3,00%	517.111,21 €	122.216,44 €	- €	- €	639.327,65 €

Tabla 8.17. Rentabilidad esperada del proyecto. Elaboración propia (1/2)

Periodo	Año	Inversión	Ingresos	Operación y mantenimiento
0	2013	2.628.179,36 €	- €	- €
1	2014	- €	757.097,93 €	369.970,10 €
2	2015	- €	772.239,89 €	377.369,50 €
3	2016	- €	791.545,89 €	386.803,74 €
4	2017	- €	815.292,26 €	398.407,85 €
5	2018	- €	839.751,03 €	410.360,09 €
6	2019	- €	864.943,56 €	422.670,89 €
7	2020	- €	890.891,87 €	435.351,02 €
8	2021	- €	917.618,63 €	448.411,55 €
9	2022	- €	945.147,18 €	461.863,90 €
10	2023	- €	973.501,60 €	475.719,81 €
11	2024	- €	1.002.706,65 €	489.991,41 €
12	2025	- €	1.032.787,85 €	504.691,15 €
13	2026	- €	1.063.771,48 €	519.831,89 €
14	2027	- €	1.095.684,63 €	535.426,84 €
15	2028	- €	1.128.555,17 €	551.489,65 €
16	2029	- €	1.162.411,82 €	568.034,34 €
17	2030	- €	1.197.284,18 €	585.075,37 €
18	2031	- €	1.233.202,70 €	602.627,63 €
19	2032	- €	1.270.198,78 €	620.706,46 €
20	2033	- €	1.308.304,74 €	639.327,65 €

Tabla 8.18. Rentabilidad esperada del proyecto. Elaboración propia (2/2)

Año	Amortización préstamo	Intereses	Total gastos	Flujo de caja	Tesorería
0	0	0	- €	-	- 2.628.179,36 €
1	107.162,80 €	101.421,44 €	578.554,35 €	178.543,58 €	- 2.449.635,77 €
2	112.027,99 €	96.556,25 €	585.953,75 €	186.286,14 €	- 2.263.349,63 €
3	117.114,06 €	91.470,18 €	595.387,99 €	196.157,90 €	- 2.067.191,73 €
4	122.431,04 €	86.153,20 €	606.992,10 €	208.300,16 €	- 1.858.891,57 €
5	127.989,41 €	80.594,83 €	618.944,33 €	220.806,70 €	- 1.638.084,87 €
6	133.800,13 €	74.784,11 €	631.255,14 €	233.688,43 €	- 1.404.396,45 €
7	139.874,66 €	68.709,59 €	643.935,26 €	246.956,61 €	- 1.157.439,84 €
8	146.224,97 €	62.359,28 €	656.995,79 €	260.622,83 €	- 896.817,01 €
9	152.863,58 €	55.720,66 €	670.448,14 €	274.699,04 €	- 622.117,97 €
10	159.803,59 €	48.780,66 €	684.304,06 €	289.197,54 €	- 332.920,43 €
11	167.058,67 €	41.525,57 €	698.575,65 €	304.131,00 €	- 28.789,43 €
12	174.643,13 €	33.941,11 €	713.275,39 €	319.512,45 €	290.723,02 €
13	182.571,93 €	26.012,31 €	728.416,13 €	335.355,35 €	626.078,37 €
14	190.860,70 €	17.723,55 €	744.011,09 €	351.673,54 €	977.751,91 €
15	199.525,77 €	9.058,47 €	760.073,89 €	368.481,27 €	1.346.233,19 €
16	- €	- €	568.034,34 €	594.377,48 €	1.940.610,67 €
17	- €	- €	585.075,37 €	612.208,81 €	2.552.819,48 €
18	- €	- €	602.627,63 €	630.575,07 €	3.183.394,56 €
19	- €	- €	620.706,46 €	649.492,33 €	3.832.886,88 €
20	- €	- €	639.327,65 €	668.977,10 €	4.501.863,98 €

Tabla 8.19. Valor de los criterios financieros del proyecto. Rentabilidad del proyecto. Elaboración propia.

VAN	1.441.786,64 €
TIR	9,03%

Tabla 8.20 Valor de los criterios financieros del proyecto. Rentabilidad del inversor. Elaboración propia

VAN	3.578.722,22 €
TIR	51%

Como ya hemos demostrado la solución elegida satisface correctamente las necesidades de energía térmica de nuestro edificio residencial.

Obtenemos unas rentabilidades más bien interesantes, respecto a lo que se podía esperar. Llegados a este punto empieza a surgir una serie de preguntas.

Si disponemos de la tecnología y su aplicación resulta rentable, entonces ¿por qué no se aplica? Ésta pregunta la podemos responder echando mano a las condiciones de partida. Por una parte hemos supuesto que se deba financiar el 85% de la inversión, siendo ésta una suposición bastante ajustada a la realidad. Por otra parte, hemos sido optimistas asumiendo una tasa de interés del 4,54%. Con toda probabilidad el coste financiero real será mayor y dependerá en esencia de la cuantía a financiar y su coste financiero.

Queda claro, entonces que las principales trabas a la hora de implantar un sistema de cogeneración es su alto coste financiero y económico.

Si nos fijamos en la Tabla 8.5 observamos que el coste de la máquina de absorción es más del doble que el del cogenerador. Si nuestro interés fuese exclusivamente el ahorro energético y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, podríamos considerar suficientemente válidos los resultados obtenidos anteriormente. En el mundo real priman los aspectos económicos sobre los energéticos y se tiende a obtener rentabilidades lo más altas posibles. En consecuencia no parece lógico invertir tal cantidad de dinero en un equipo que usaremos sólo tres o cuatro meses durante el año y que además disponemos de un sustituto fiable y barato como el aire acondicionado. Es evidente que el alto coste de la máquina de absorción lastra en gran medida la rentabilidad del proyecto.

Ésta última cuestión planteada implica que debemos eliminar la producción de frío por absorción y replantearnos el problema. En éste nuevo escenario habrá que poner especial atención al comportamiento de la máquina en verano, dado que la baja demanda neta de calor en la época estival puede ocasionar que la máquina esté en parada muchos períodos, siendo esto último un factor reductor de la rentabilidad.

En el siguiente apartado se van a exponer los resultados de eliminar la máquina de absorción de la instalación. La obtención de estos resultados es análoga al caso de una instalación trigeneración.

8.4.2. Solución del problema sin la máquina de absorción.

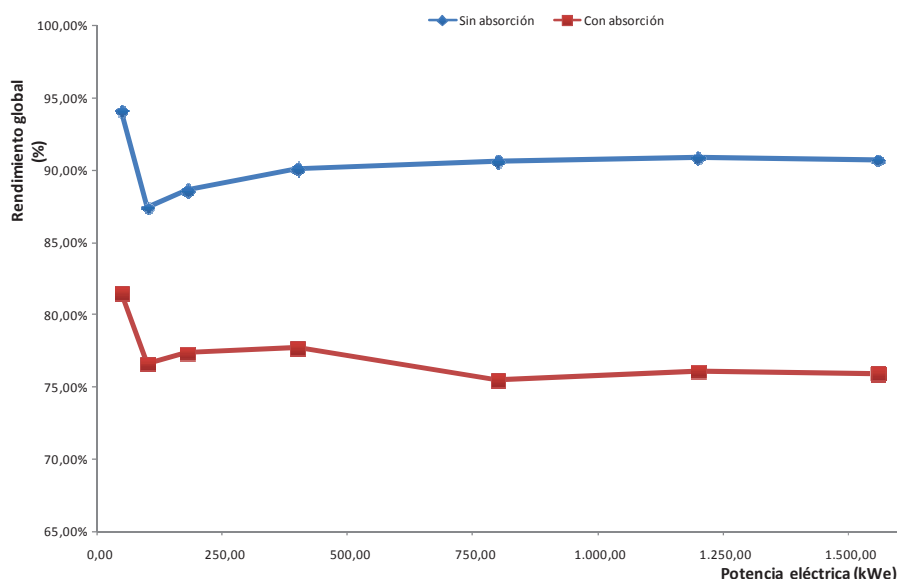
El objetivo de este capítulo es ver grosso modo la influencia de la máquina de absorción en la instalación.

El primer hecho constatable es una disminución de la demanda de calor en la época de refrigeración. La demanda de frío pasa a ser atendida por un equipo de aire acondicionado.

Tabla 8.21. Demanda térmica de la instalación sin máquina de absorción. Elaboración propia.

MES	Calor			Frío
	ACS (kWht)	Calefacción (kWht)	Total (kWht)	Frío (kWht)
ENERO	17.718,50	461.182,68	478.901,18	0,00
FEBRERO	17.239,62	334.281,47	351.521,09	0,00
MARZO	15.809,13	197.932,28	213.741,41	0,00
ABRIL	15.987,17	123.704,49	139.691,66	0,00
MAYO	14.713,85	34.904,46	49.618,31	0,00
JUNIO	13.463,85	0,00	13.463,85	224.170,72
JULIO	11.051,04	0,00	11.051,04	264.524,49
AGOSTO	9.817,01	0,00	9.817,01	255.751,93
SEPTIEMBRE	12.143,87	0,00	12.143,87	178.553,42
OCTUBRE	13.562,08	56.473,65	70.035,74	0,00
NOVIEMBRE	15.041,69	271.886,47	286.928,16	0,00
DICIEMBRE	14.765,42	474.318,96	489.084,38	0,00
AÑO	171.313,22	1.954.684,46	2.125.997,68	923.000,57

En cuanto al comportamiento energético de la instalación se producen mejoras en las principales variables de medida de la eficiencia. Estas mejoras se aprecian en las siguientes gráficas.



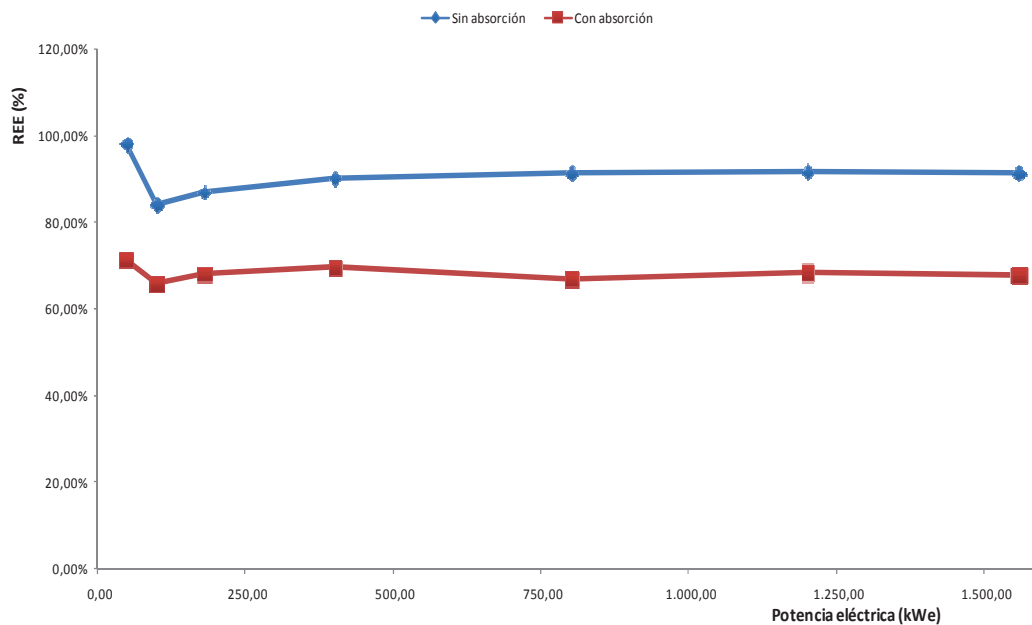
Gráfica 8.12. Rendimiento global con máquina de absorción y sin máquina de absorción. Elaboración propia.

La mejora en estas variables se explica en que ahora todo el calor generado en la cogeneración se considera calor útil. En función de lo expuesto en el apartado 5.2.1.

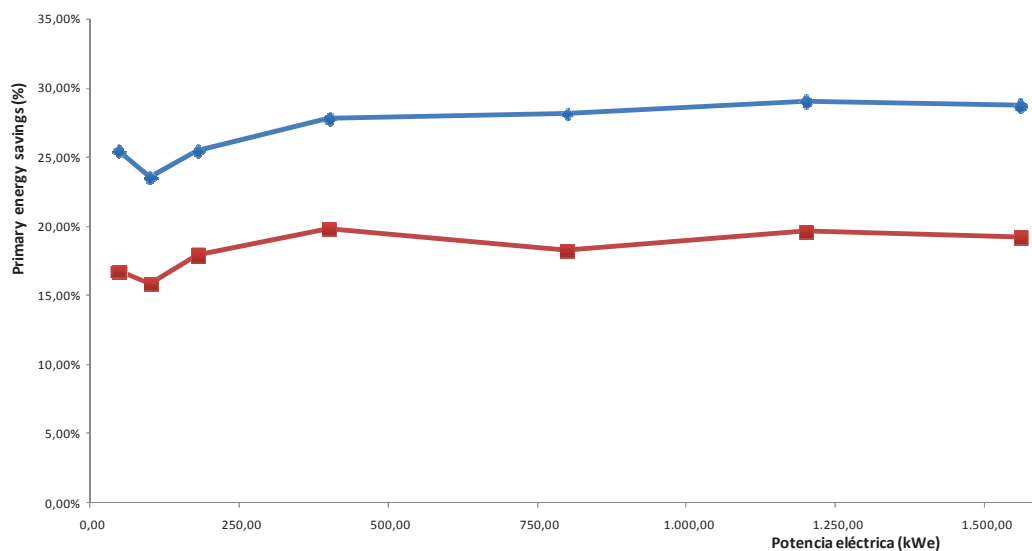
No obstante, la mejora no tiene consecuencias directas en la clasificación de nuestra instalación como de alta eficiencia, excepto en el cálculo del complemento por eficiencia que tiene en cuenta el REE.

La mejora en el ahorro porcentual de energía primaria, también se explica por hecho de que ahora generamos frío de una manera muchísimo más eficiente. Pasamos de un COP de 0,5 a valores cercanos al 4.

Particularmente, la mejora del REE se debe a las diferentes formas de considerar el calor útil, según sea su destino. Cuando tenemos máquina de absorción se considera el calor útil igual a la demanda de refrigeración que satisface la máquina. En el caso de prescindir de la absorción, se considera que el calor útil equivale al consumido por la máquina.

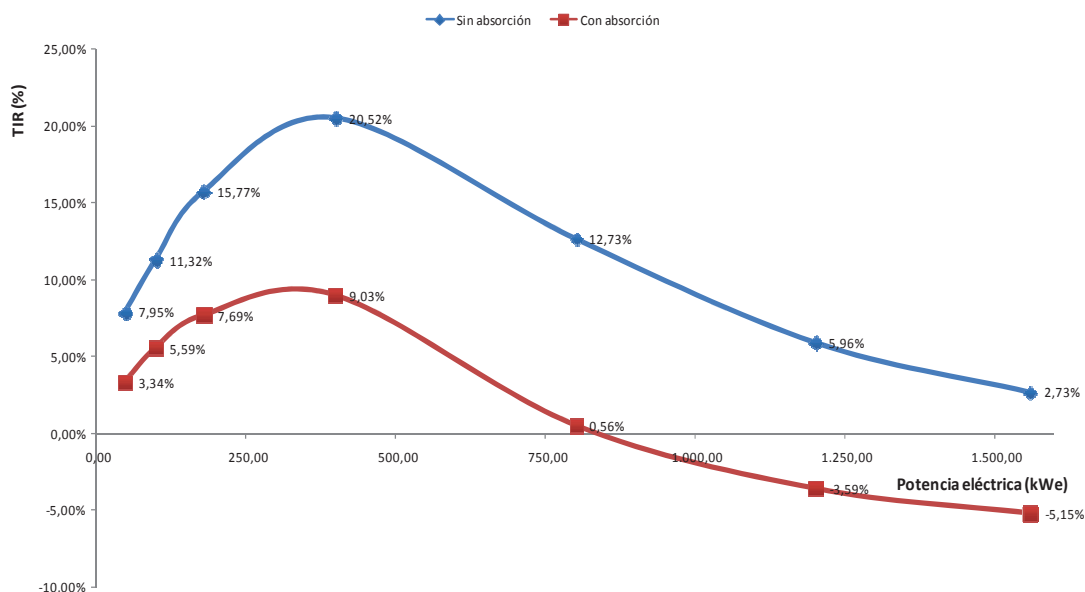


Gráfica 8.13. Rendimiento eléctrico equivalente con máquina de absorción y sin máquina de absorción. Elaboración propia.



Gráfica 8.14. Primary energy saving con máquina de absorción y sin máquina de absorción. Elaboración propia.

La otra variable importante para compara ambos escenarios es la rentabilidad.



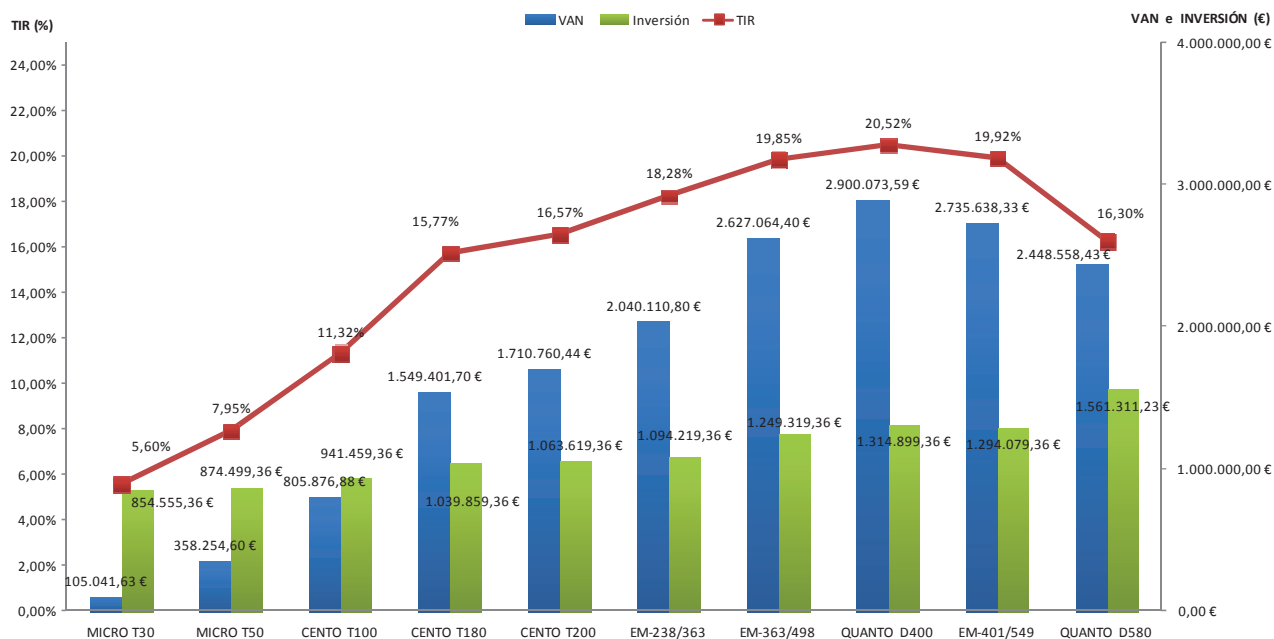
Gráfica 8.15. Rentabilidad con máquina de absorción y sin máquina de absorción. Elaboración propia.

A primera vista se observa un notable ascenso de la rentabilidad de la instalación. Se observa además un aumento de la rentabilidad para potencias bajas. No podemos confiar en estos datos de rentabilidad sin antes estudiar las horas de funcionamiento que tiene cada máquina en el nuevo escenario.

Visto que a bajas potencia también obtenemos rentabilidades buenas vamos a introducir tres máquinas de este rango para ver cómo es su comportamiento.

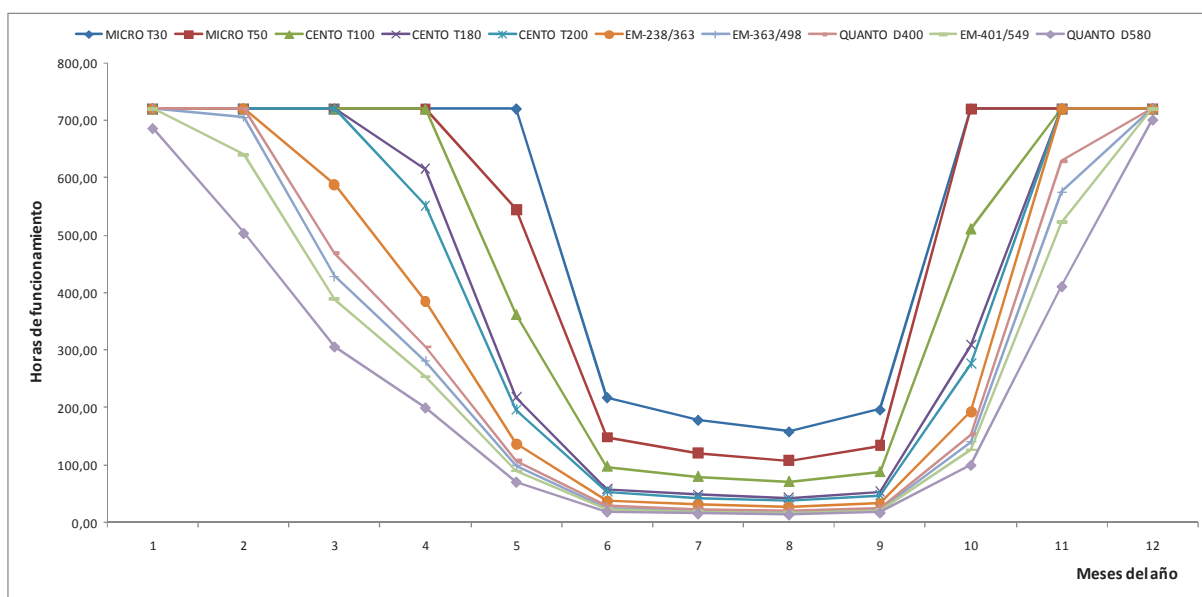
Tabla 8.22. Gama de cogeneradores introducida para estudiar la instalación sin maquina de absorción. Elaboración propia.

	MICRO T30	MICRO T50	CENTO T100
Potencia nominal (kW)	96,10	147,73	271,29
Potencia eléctrica (kWe)	30,00	48,00	100,00
Potencia térmica (kWt)	61,60	91,00	137,00
Rendimiento eléctrico	31,2%	32,5%	36,9%
Rendimiento térmico	64,10%	61,6%	50,5%



Gráfica 8.16. VAN, TIR e inversión para una instalación sin máquina de absorción. Elaboración propia.

Por lo visto, la supresión de la máquina de absorción tiene un efecto importante en el aumento de la rentabilidad. Este incremento se debe fundamentalmente a la reducción en el monto a invertir. En algunos casos la reducción en la inversión se reduce a la mitad. Por otra parte se constata que cuanto mayor es la máquina, más se reduce proporcionalmente la inversión.



Gráfica 8.17. Horas de funcionamiento sin máquina de absorción para varios cogeneradores del estudio.
Elaboración propia.

Aunque se consiguen mejores rendimientos sin la máquina de absorción, debemos tener en cuenta como se distribuyen las horas de funcionamiento anuales de la máquina.

En la Gráfica 8.17 podemos ver la evolución esperada de las horas de funcionamiento del cogenerador sin la máquina de absorción. Apreciamos como en los meses de verano se produce un pronunciado descenso en las horas de funcionamiento, llegando en el caso de las máquinas más grandes a ser de tan sólo 14 horas en el mes de agosto.

Desde el punto de vista económico aparentemente todos son ventajas. Pero desde el punto de vista de operación de la instalación, la cosa cambia. No resulta lógico arrancar unos pocos minutos cada día hasta alcanzar el cupo de horas que satisface totalmente la demanda de calor. Lo normal sería operar en esos meses con los equipos de apoyo. Aún así estaríamos perdiendo dinero, por simple hecho de tener la máquina parada sin generar electricidad (recordamos que siempre arrancamos por demanda de calor).

Si hablásemos en términos energéticos, el principal inconveniente en sistemas con pocas horas de funcionamiento son los abundantes transitorios. Como ya se comentó en capítulos anteriores los transitorios penalizan el REE, el PES y el rendimiento global; empeorando todos estos índices y haciendo que la instalación sea menos eficiente.

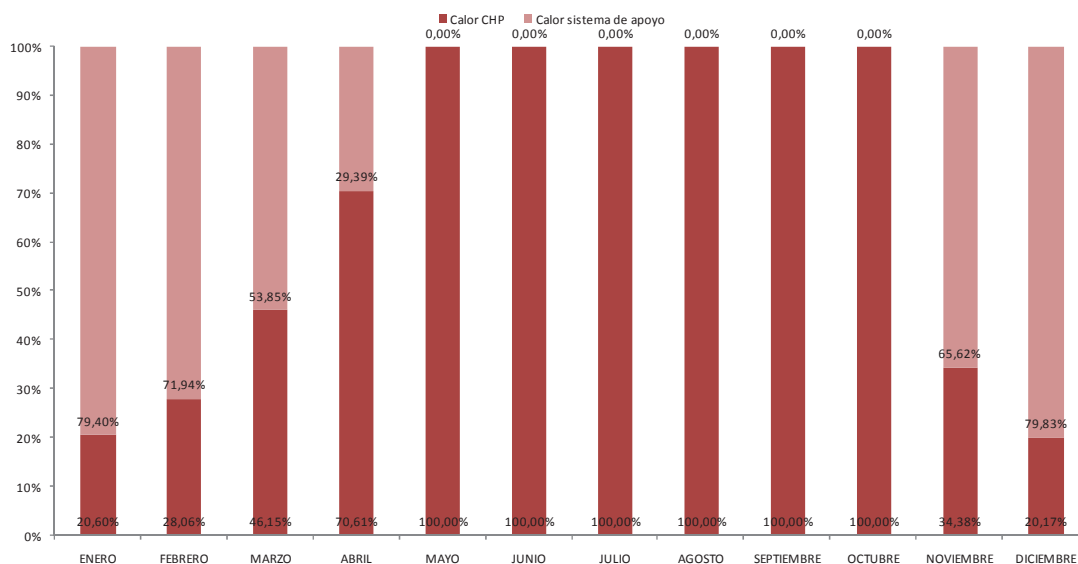
La solución que se propone es ir a máquinas aún más pequeñas, aunque la rentabilidad sea menor. Instalar máquinas más pequeñas tiene la ventaja de que la inversión a realizar es menor, con las ventajas que ello conlleva.

Concretamente en este estudio nos inclinamos por la CENTO T100, que caracteriza la instalación según los datos de la siguiente tabla.

Tabla 8.23. Dimensionamiento de la instalación con CENTO T100. Elaboración propia.

Equipo	Potencia	Inversión
CENTO T100	100 kWe	150.000,00 €
Equipo de apoyo		
Caldera	669,85 kWt	130.148,13 €
Aire acondicionado	1.109,97 kWt	661.311,23 €
Inversión total		941.459,36 €

En comparación con el primer escenario estudiado la reducción en la inversión es sustancial. Pasamos de invertir 2,6 millones de euros a una inversión de sólo 940 mil euros. Lo más importante de todo es que esta reducción conlleva un aumento en la rentabilidad y seguimos manteniendo el cumplimiento de la demanda energética.



Gráfica 8.18. Calor generado anualmente por los equipos de la instalación. Elaboración propia

La distribución del calor generado varía sustancialmente entre ambos escenarios.

El porcentaje medio atendido de calor con este equipo es más bajo que en el escenario anterior. En este caso tenemos un 35% de media anual de calor atendido frente al 75% del caso anterior.

Sin embargo, aunque el uso del sistema de apoyo con esta opción es mayor la rentabilidad de la instalación es mejor.

A continuación se muestran los datos tabulados para el CENTO T100.

8.4.2.1. Tablas de resultados

Tabla 8.24. Resultados para el cogenerador CENTO T100 sin la máquina de absorción en la instalación. Elaboración propia.

Año	Energía útil generada					Horas de uso máquina de absorción	Consumo energía final en punto de consumo		Emisiones en punto de consumo (tCO2)
	Horas netas de funcionamiento	Eléctrica (kWhe)	Térmica		Absorción (kWht)		Combustible (kWht)	Desembolso (€)	
			Total	ACS+CALEF (kWht)					
ENERO	720,00	72.000,00	98.640,00	98.640,00	0,00	0,00	195.121,95	6.609,76 €	39,22
FEBRERO	720,00	72.000,00	98.640,00	98.640,00	0,00	0,00	195.121,95	6.609,76 €	39,22
MARZO	720,00	72.000,00	98.640,00	98.640,00	0,00	0,00	195.121,95	6.609,76 €	39,22
ABRIL	720,00	72.000,00	98.640,00	98.640,00	0,00	0,00	195.121,95	6.609,76 €	39,22
MAYO	362,18	36.217,74	49.618,31	49.618,31	0,00	0,00	98.151,06	3.324,87 €	19,73
JUNIO	98,28	9.827,63	13.463,85	13.463,85	0,00	0,00	26.633,14	902,20 €	5,35
JULIO	80,66	8.066,45	11.051,04	11.051,04	0,00	0,00	21.860,31	740,52 €	4,39
AGOSTO	71,66	7.165,70	9.817,01	9.817,01	0,00	0,00	19.419,24	657,83 €	3,90
SEPTIEMBRE	88,64	8.864,14	12.143,87	12.143,87	0,00	0,00	24.022,05	813,75 €	4,83
OCTUBRE	511,21	51.120,98	70.035,74	70.035,74	0,00	0,00	138.539,23	4.693,02 €	27,85
NOVIEMBRE	720,00	72.000,00	98.640,00	98.640,00	0,00	0,00	195.121,95	6.609,76 €	39,22
DICIEMBRE	720,00	72.000,00	98.640,00	98.640,00	0,00	0,00	195.121,95	6.609,76 €	39,22
AÑO	5.532,63	553.262,63	757.969,81	757.969,81	0,00	0,00	1.499.356,73	50.790,71 €	301,37

Tabla 8.25. . Resultados para el sistema de apoyo de la instalación. Elaboración propia. (1/2)

Año	ACS + Calef (kWht)	Déficit (kWht)		Horas de funcionamiento			Consumo energía final	
		Generado	Frío (kWht) Déficit	Caldera	Aire acondicionado	Total	Combustible (kWht)	Electricidad (kWhe)
ENERO	380.261,18	0,00	0,00	233,74	0,00	233,74	456.496,02	0,00
FEBRERO	252.881,09	0,00	0,00	155,44	0,00	155,44	303.578,74	0,00
MARZO	115.101,41	0,00	0,00	70,75	0,00	70,75	138.176,96	0,00
ABRIL	41.051,66	0,00	0,00	25,23	0,00	25,23	49.281,70	0,00
MAYO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
JUNIO	0,00	0,00	224.170,72	0,00	101,69	101,69	0,00	70.053,35
JULIO	0,00	0,00	264.524,49	0,00	120,00	120,00	0,00	82.663,90
AGOSTO	0,00	0,00	255.751,93	0,00	116,02	116,02	0,00	79.922,48
SEPTIEMBRE	0,00	0,00	178.553,42	0,00	81,00	81,00	0,00	55.797,94
OCTUBRE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVIEMBRE	188.288,16	0,00	0,00	115,74	0,00	115,74	226.036,21	0,00
DICIEMBRE	390.444,38	0,00	0,00	240,00	0,00	240,00	468.720,74	0,00
AÑO	1.368.027,87	0,00	923.000,57	840,91	418,71	1.259,62	1.642.290,36	288.437,68

Tabla 8.26. Resultados para el sistema de apoyo de la instalación. Elaboración propia. (2/2).

Año	Desembolso (€)			Emisiones		
	Combustible	Electricidad	Total	Combustible (tCO2)	Electricidad (tCO2)	Total (tCO2)
ENERO	26.252,50 €	- €	26.252,50 €	91,76	0,00	91,76
FEBRERO	17.458,42 €	- €	17.458,42 €	61,02	0,00	61,02
MARZO	7.946,38 €	- €	7.946,38 €	27,77	0,00	27,77
ABRIL	2.834,13 €	- €	2.834,13 €	9,91	0,00	9,91
MAYO	- €	- €	- €	0,00	0,00	0,00
JUNIO	- €	10.573,71 €	10.573,71 €	0,00	23,12	23,12
JULIO	- €	12.477,12 €	12.477,12 €	0,00	27,28	27,28
AGOSTO	- €	12.063,34 €	12.063,34 €	0,00	26,37	26,37
SEPTIEMBRE	- €	8.422,03 €	8.422,03 €	0,00	18,41	18,41
OCTUBRE	- €	- €	- €	0,00	0,00	0,00
NOVIEMBRE	12.999,05 €	- €	12.999,05 €	45,43	0,00	45,43
DICIEMBRE	26.955,53 €	- €	26.955,53 €	94,21	0,00	94,21
AÑO	94.446,00 €	43.536,21 €	137.982,21 €	330,10	95,18	425,28

Tabla 8.27. Resultados globales para la instalación. Elaboración propia.

Año	Emisiones tCO2	Consumo energía primaria			Prima generación eléctrica (€)	Horas de funcionamiento				
		Combustible (kWht)	Electricidad (kWhe)	Desembolso (€)		CCHP	Caldera	Aire acondicionado	total	Total anual
ENERO	130,98	651.617,97	0,00	32.862,25 €	12.654,50 €	720,00	233,74	0,00	233,74	953,74
FEBRERO	100,24	498.700,69	0,00	24.068,18 €	12.654,50 €	720,00	155,44	0,00	155,44	875,44
MARZO	66,99	333.298,91	0,00	14.556,13 €	12.654,50 €	720,00	70,75	0,00	70,75	790,75
ABRIL	49,13	244.403,65	0,00	9.443,88 €	12.654,50 €	720,00	25,23	0,00	25,23	745,23
MAYO	19,73	98.151,06	0,00	3.324,87 €	6.365,52 €	362,18	0,00	0,00	0,00	362,18
JUNIO	28,47	26.633,14	70.053,35	11.475,91 €	1.727,27 €	98,28	0,00	101,69	101,69	199,97
JULIO	31,67	21.860,31	82.663,90	13.217,64 €	1.417,74 €	80,66	0,00	120,00	120,00	200,66
AGOSTO	30,28	19.419,24	79.922,48	12.721,17 €	1.259,42 €	71,66	0,00	116,02	116,02	187,68
SEPTIEMBRE	23,24	24.022,05	55.797,94	9.235,78 €	1.557,93 €	88,64	0,00	81,00	81,00	169,64
OCTUBRE	27,85	138.539,23	0,00	4.693,02 €	8.984,87 €	511,21	0,00	0,00	0,00	511,21
NOVIEMBRE	84,65	421.158,16	0,00	19.608,81 €	12.654,50 €	720,00	115,74	0,00	115,74	835,74
DICIEMBRE	133,43	663.842,69	0,00	33.565,28 €	12.654,50 €	720,00	240,00	0,00	240,00	960,00
AÑO	726,66	3.141.647,09	288.437,68	188.772,92 €	97.239,78 €	5.532,63	840,91	418,71	1.259,62	6.792,25

Tabla 8.28. . Eficiencia energética de la instalación. Elaboración propia.

Combustible de no cogeneración	F _{CC-no CPH}	1.642.290,36	kWht
Combustible consumido cogeneración	F _{CC}	1.499.356,73	kWht
Electricidad generada	E	553.262,63	kWhe
Calor útil entregado	H _{CHP}	757.969,81	kWht
Rendimiento eléctrico equivalente	REE	84,19%	CUMPLE, alta eficiencia
Rendimiento global	n	87,45%	Toda la electricidad es de cogeneración
Parámetro C, cogeneración total	C	0,729927007	
Electricidad de cogeneración	E _{HCP}	553.262,63	kWhe
Rendimiento asociado al calor útil	CHP Hn	50,55%	
Rendimiento asociado a la electricidad	CHP En	36,90%	
Primary Energy Savings	PES	23,57%	Alta eficiencia
Complemento por eficiencia	CPE	0,020243547	€/kWh
Complemento por energía reactiva	CER	0,00347992	€/kWh

Tabla 8.29. Ahorro de energía primaria y ahorro de emisiones de CO2. Elaboración propia.

Consumo bruto de energía primaria	Convencional	4.792.590,15	(kWh primario)	412,09	tep
	CCHP + apoyo	4.010.547,16	(kWh primario)	344,84	tep
Ahorro bruto de energía primaria					
Emisiones brutas de CO2	Convencional	940,14		(tCO2/año)	
	CCHP + apoyo	726,66		(tCO2/año)	
Ahorro bruto emisiones de CO2		213,48		(tCO2/año)	

Tabla 8.30. Condiciones del préstamo financiero. Elaboración propia.

% financiando	85%
Monto del préstamo	800.240,45 €
Interés aplicable	4,54%
Plazo (años)	15
Cuota anual	74.718,49 €
Total pagado	1.120.777,32 €

Tabla 8.31. . Amortización del préstamo financiero. Elaboración propia.

Período	Año	Interés	Capital	Saldo
1	2014	36.330,92 €	38.387,57 €	761.852,88 €
2	2015	34.588,12 €	40.130,37 €	721.722,52 €
3	2016	32.766,20 €	41.952,29 €	679.770,23 €
4	2017	30.861,57 €	43.856,92 €	635.913,31 €
5	2018	28.870,46 €	45.848,02 €	590.065,29 €
6	2019	26.788,96 €	47.929,52 €	542.135,76 €
7	2020	24.612,96 €	50.105,52 €	492.030,24 €
8	2021	22.338,17 €	52.380,32 €	439.649,92 €
9	2022	19.960,11 €	54.758,38 €	384.891,54 €
10	2023	17.474,08 €	57.244,41 €	327.647,13 €
11	2024	14.875,18 €	59.843,31 €	267.803,82 €
12	2025	12.158,29 €	62.560,19 €	205.243,62 €
13	2026	9.318,06 €	65.400,43 €	139.843,19 €
14	2027	6.348,88 €	68.369,61 €	71.473,59 €
15	2028	3.244,90 €	71.473,59 €	0,00 €
16	2029	- €	- €	0,00 €
17	2030	- €	- €	0,00 €
18	2031	- €	- €	0,00 €
19	2032	- €	- €	0,00 €
20	2033	- €	- €	0,00 €

Tabla 8.32. . Ingresos esperados durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia. (1/2)

Año	Actualización del IPC	ELECTRICIDAD		CALOR		FRÍO	
		Producción (kWhe)	Tarifa (€/kWh)	Producción (kWh)	Tarifa (€/kWh)	Producción (kWh)	Tarifa (€/kWh)
2014	1,58%	553.262,63	0,1757570 €	2.125.997,68	0,0792456 €	923.000,57	0,0810126 €
2015	2,00%	553.262,63	0,1792721 €	2.125.997,68	0,0808305 €	923.000,57	0,0826329 €
2016	2,50%	553.262,63	0,1837539 €	2.125.997,68	0,0828513 €	923.000,57	0,0846987 €
2017	3,00%	553.262,63	0,1892666 €	2.125.997,68	0,0853368 €	923.000,57	0,0872397 €
2018	3,00%	553.262,63	0,1949446 €	2.125.997,68	0,0878969 €	923.000,57	0,0898569 €
2019	3,00%	553.262,63	0,2007929 €	2.125.997,68	0,0905338 €	923.000,57	0,0925526 €
2020	3,00%	553.262,63	0,2068167 €	2.125.997,68	0,0932499 €	923.000,57	0,0953291 €
2021	3,00%	553.262,63	0,2130212 €	2.125.997,68	0,0960473 €	923.000,57	0,0981890 €
2022	3,00%	553.262,63	0,2194118 €	2.125.997,68	0,0989288 €	923.000,57	0,1011347 €
2023	3,00%	553.262,63	0,2259942 €	2.125.997,68	0,1018966 €	923.000,57	0,1041687 €
2024	3,00%	553.262,63	0,2327740 €	2.125.997,68	0,1049535 €	923.000,57	0,1072938 €
2025	3,00%	553.262,63	0,2397572 €	2.125.997,68	0,1081021 €	923.000,57	0,1105126 €
2026	3,00%	553.262,63	0,2469499 €	2.125.997,68	0,1113452 €	923.000,57	0,1138280 €
2027	3,00%	553.262,63	0,2543584 €	2.125.997,68	0,1146856 €	923.000,57	0,1172428 €
2028	3,00%	553.262,63	0,2619892 €	2.125.997,68	0,1181261 €	923.000,57	0,1207601 €
2029	3,00%	553.262,63	0,2698489 €	2.125.997,68	0,1216699 €	923.000,57	0,1243829 €
2030	3,00%	553.262,63	0,2779443 €	2.125.997,68	0,1253200 €	923.000,57	0,1281144 €
2031	3,00%	553.262,63	0,2862827 €	2.125.997,68	0,1290796 €	923.000,57	0,1319578 €
2032	3,00%	553.262,63	0,2948711 €	2.125.997,68	0,1329520 €	923.000,57	0,1359166 €
2033	3,00%	553.262,63	0,3037173 €	2.125.997,68	0,1369406 €	923.000,57	0,1399941 €

Tabla 8.33. Ingresos esperados durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia. (2/2).

Año	ELECTRICIDAD					Ingresos por venta electricidad	Ingresos por venta calor	Ingresos por venta de frío	Total
	Venta a red	Complementos		Energía reactiva					
		Eficiencia							
2014	97.239,78 €	11.200,00 €		1.925,31 €		110.365,09 €	168.475,98 €	74.774,71 €	353.615,78 €
2015	99.184,58 €	11.424,00 €		1.963,82 €		112.572,39 €	171.845,50 €	76.270,20 €	360.688,10 €
2016	101.664,19 €	11.709,60 €		2.012,91 €		115.386,70 €	176.141,64 €	78.176,96 €	369.705,30 €
2017	104.714,12 €	12.060,89 €		2.073,30 €		118.848,30 €	181.425,89 €	80.522,27 €	380.796,46 €
2018	107.855,54 €	12.422,71 €		2.135,50 €		122.413,75 €	186.868,67 €	82.937,93 €	392.220,35 €
2019	111.091,21 €	12.795,39 €		2.199,56 €		126.086,16 €	192.474,73 €	85.426,07 €	403.986,96 €
2020	114.423,94 €	13.179,26 €		2.265,55 €		129.868,75 €	198.248,97 €	87.988,85 €	416.106,57 €
2021	117.856,66 €	13.574,63 €		2.333,52 €		133.764,81 €	204.196,44 €	90.628,52 €	428.589,77 €
2022	121.392,36 €	13.981,87 €		2.403,52 €		137.777,75 €	210.322,33 €	93.347,38 €	441.447,46 €
2023	125.034,13 €	14.401,33 €		2.475,63 €		141.911,09 €	216.632,00 €	96.147,80 €	454.690,88 €
2024	128.785,15 €	14.833,37 €		2.549,90 €		146.168,42 €	223.130,96 €	99.032,23 €	468.331,61 €
2025	132.648,71 €	15.278,37 €		2.626,39 €		150.553,47 €	229.824,89 €	102.003,20 €	482.381,56 €
2026	136.628,17 €	15.736,72 €		2.705,18 €		155.070,08 €	236.719,64 €	105.063,29 €	496.853,01 €
2027	140.727,02 €	16.208,82 €		2.786,34 €		159.722,18 €	243.821,22 €	108.215,19 €	511.758,60 €
2028	144.948,83 €	16.695,09 €		2.869,93 €		164.513,84 €	251.135,86 €	111.461,65 €	527.111,35 €
2029	149.297,29 €	17.195,94 €		2.956,03 €		169.449,26 €	258.669,94 €	114.805,50 €	542.924,69 €
2030	153.776,21 €	17.711,82 €		3.044,71 €		174.532,74 €	266.430,04 €	118.249,66 €	559.212,43 €
2031	158.389,50 €	18.243,17 €		3.136,05 €		179.768,72 €	274.422,94 €	121.797,15 €	575.988,81 €
2032	163.141,18 €	18.790,47 €		3.230,13 €		185.161,78 €	282.655,62 €	125.451,07 €	593.268,47 €
2033	168.035,42 €	19.354,18 €		3.327,04 €		190.716,63 €	291.135,29 €	129.214,60 €	611.066,53 €

Tabla 8.34. . Gastos financieros y de operación y mantenimiento durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia.

Año	IPC	Combustible	Mantenimiento	Intereses	Amortización préstamo	Total
2014	1,58%	181.965,50 €	14.585,97 €	36.330,92 €	38.387,57 €	271.269,95 €
2015	2,00%	185.604,81 €	14.877,69 €	34.588,12 €	40.130,37 €	275.200,98 €
2016	2,50%	190.244,93 €	15.249,63 €	32.766,20 €	41.952,29 €	280.213,05 €
2017	3,00%	195.952,28 €	15.707,12 €	30.861,57 €	43.856,92 €	286.377,88 €
2018	3,00%	201.830,84 €	16.178,33 €	28.870,46 €	45.848,02 €	292.727,66 €
2019	3,00%	207.885,77 €	16.663,68 €	26.788,96 €	47.929,52 €	299.267,94 €
2020	3,00%	214.122,34 €	17.163,59 €	24.612,96 €	50.105,52 €	306.004,42 €
2021	3,00%	220.546,01 €	17.678,50 €	22.338,17 €	52.380,32 €	312.943,00 €
2022	3,00%	227.162,39 €	18.208,85 €	19.960,11 €	54.758,38 €	320.089,74 €
2023	3,00%	233.977,27 €	18.755,12 €	17.474,08 €	57.244,41 €	327.450,87 €
2024	3,00%	240.996,58 €	19.317,77 €	14.875,18 €	59.843,31 €	335.032,85 €
2025	3,00%	248.226,48 €	19.897,31 €	12.158,29 €	62.560,19 €	342.842,28 €
2026	3,00%	255.673,28 €	20.494,23 €	9.318,06 €	65.400,43 €	350.885,99 €
2027	3,00%	263.343,47 €	21.109,05 €	6.348,88 €	68.369,61 €	359.171,01 €
2028	3,00%	271.243,78 €	21.742,32 €	3.244,90 €	71.473,59 €	367.704,59 €
2029	3,00%	279.381,09 €	22.394,59 €	- €	- €	301.775,69 €
2030	3,00%	287.762,52 €	23.066,43 €	- €	- €	310.828,96 €
2031	3,00%	296.395,40 €	23.758,42 €	- €	- €	320.153,82 €
2032	3,00%	305.287,26 €	24.471,18 €	- €	- €	329.758,44 €
2033	3,00%	314.445,88 €	25.205,31 €	- €	- €	339.651,19 €

Tabla 8.35. . Rentabilidad esperada del proyecto. Elaboración propia (1/2)

Periodo	Año	Inversión	Ingresos	Operación y mantenimiento
0	2013	941.459,36 €	- €	- €
1	2014	- €	353.615,78 €	196.551,47 €
2	2015	- €	360.688,10 €	200.482,49 €
3	2016	- €	369.705,30 €	205.494,56 €
4	2017	- €	380.796,46 €	211.659,39 €
5	2018	- €	392.220,35 €	218.009,18 €
6	2019	- €	403.986,96 €	224.549,45 €
7	2020	- €	416.106,57 €	231.285,93 €
8	2021	- €	428.589,77 €	238.224,51 €
9	2022	- €	441.447,46 €	245.371,25 €
10	2023	- €	454.690,88 €	252.732,39 €
11	2024	- €	468.331,61 €	260.314,36 €
12	2025	- €	482.381,56 €	268.123,79 €
13	2026	- €	496.853,01 €	276.167,50 €
14	2027	- €	511.758,60 €	284.452,53 €
15	2028	- €	527.111,35 €	292.986,10 €
16	2029	- €	542.924,69 €	301.775,69 €
17	2030	- €	559.212,43 €	310.828,96 €
18	2031	- €	575.988,81 €	320.153,82 €
19	2032	- €	593.268,47 €	329.758,44 €
20	2033	- €	611.066,53 €	339.651,19 €

Tabla 8.36.. Rentabilidad esperada del proyecto. Elaboración propia (2/2)

Año	Amortización préstamo	Intereses	Total gastos	Flujo de caja	Tesorería
2013	0	0	- €	-	-
2014	38.387,57 €	36.330,92 €	271.269,95 €	82.345,83 €	-
2015	40.130,37 €	34.588,12 €	275.200,98 €	85.487,11 €	-
2016	41.952,29 €	32.766,20 €	280.213,05 €	89.492,25 €	-
2017	43.856,92 €	30.861,57 €	286.377,88 €	94.418,57 €	-
2018	45.848,02 €	28.870,46 €	292.727,66 €	99.492,69 €	-
2019	47.929,52 €	26.788,96 €	299.267,94 €	104.719,02 €	-
2020	50.105,52 €	24.612,96 €	306.004,42 €	110.102,15 €	-
2021	52.380,32 €	22.338,17 €	312.943,00 €	115.646,77 €	-
2022	54.758,38 €	19.960,11 €	320.089,74 €	121.357,72 €	-
2023	57.244,41 €	17.474,08 €	327.450,87 €	127.240,01 €	88.842,76 €
2024	59.843,31 €	14.875,18 €	335.032,85 €	133.298,76 €	222.141,53 €
2025	62.560,19 €	12.158,29 €	342.842,28 €	139.539,28 €	361.680,81 €
2026	65.400,43 €	9.318,06 €	350.885,99 €	145.967,02 €	507.647,82 €
2027	68.369,61 €	6.348,88 €	359.171,01 €	152.587,58 €	660.235,40 €
2028	71.473,59 €	3.244,90 €	367.704,59 €	159.406,76 €	819.642,17 €
2029	- €	- €	301.775,69 €	241.149,01 €	1.060.791,18 €
2030	- €	- €	310.828,96 €	248.383,48 €	1.309.174,65 €
2031	- €	- €	320.153,82 €	255.834,98 €	1.565.009,64 €
2032	- €	- €	329.758,44 €	263.510,03 €	1.828.519,67 €
2033	- €	- €	339.651,19 €	271.415,33 €	2.099.935,00 €

Tabla 8.37. . Valor de los criterios financieros del proyecto. Rentabilidad del proyecto. Elaboración propia.

VAN	805.876,88 €
TIR	11,32%

Tabla 8.38. . Valor de los criterios financieros del proyecto. Rentabilidad del inversor. Elaboración propia.

VAN	1.571.364,21 €
TIR	63%

Capítulo 9: Conclusión y líneas de trabajo.

9. Conclusiones.

De acuerdo con las hipótesis realizadas se han obtenido las siguientes conclusiones sobre el estudio de un sistema de trigeneración para uso residencial.

Refiriéndonos a los aspectos energético, hemos comprobado como efectivamente se produce un ahorro energético por el simple hecho de generar de manera simultánea electricidad y calor. Aunque de partida la instalación consume más energía que una instalación convencional de producción de calor, el verdadero ahorro energético se consigue con la generación distribuida de electricidad. La generación distribuida de electricidad nos evita las pérdidas debidas al transporte de la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los puntos de consumo.

Además con los equipos cogeneradores actuales conseguimos mejores rendimientos eléctricos que el rendimiento medio establecido para la red eléctrica por el IDAE. Concretamente para la red eléctrica se considera un valor de $2,25 \text{ kWh}_{\text{primario}}/\text{kWh}_{\text{útil}}$ en punto de consumo y en nuestro caso conseguimos valores de $1,239 \text{ kWh}_{\text{primario}}/\text{kWh}_{\text{útil}}$ para la instalación configurada con máquina de absorción y un valor de $1,496 \text{ kWh}_{\text{primario}}/\text{kWh}_{\text{útil}}$ para la instalación sin máquina de absorción.

La mejora del rendimiento es evidente, es aún mayor si tenemos en cuenta que el valor dado para la red eléctrica sólo incluye la electricidad y los resultados del estudio incluyen el calor generado.

Todo este ahorro energético se traduce en la reducción de la dependencia energética exterior del país.

En el aspecto medioambiental también se consiguen beneficios traducidos en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Si comparamos las emisiones específicas de nuestra instalación con las homologadas por el IDAE verificamos que las hipótesis mantenidas durante el desarrollo del estudio no están alejadas de la realidad. Para el gas natural el IDAE establece un valor de emisiones de $0,201 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$ en punto de consumo, en nuestro caso se obtiene un valor de emisiones de $0,231 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$ para el caso con máquina de absorción y un valor de $0,271 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$ para el caso de la instalación sin máquina de absorción.

Si bien nuestros resultados son mayores en términos relativos, de manera absoluta la instalación produce menos emisiones que los sistemas convencionales, debido a su mayor rendimiento. Cabe destacar que el valor de emisiones depende en gran medida de las propiedades del gas natural y por ello hablamos de emisiones homologadas.

Por tanto queda demostrado que la implantación de equipo de cogeneración produce en términos absolutos y a nivel del país una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, aunque de manera local se produce un aumento debido al mayor consumo de gas que tiene la instalación en comparación con una convencional.

En cuanto a la legislación hemos visto que actualmente es imposible la inclusión en el régimen especial de generación eléctrica. Aún así, hemos realizado todos los cálculos según lo estipulado en dicha normativa. Puede parecer ilógico fundamentar el estudio en una ley en cierto modo obsoleta. Como ya se adelantó en capítulos anteriores existen lobbies que sugieren una nueva regulación de las plantas de cogeneración. Vistas las ventajas sobre todo energéticas que aportan los sistemas de generación simultánea al conjunto de la sociedad.

De todas maneras, debido a que la política energética del país no es clara respecto de este tema; no podemos afirmar de manera categórica que en el medio o largo plazo se vuelva a incentivar la inclusión de instalaciones dentro del régimen especial. Hemos fundamentado todos nuestros razonamientos en normas concebidas para instalaciones industriales, no es descartable que el futuro se legisle sobre las instalaciones residenciales.

Cabe recordar que España es firmante del Protocolo Kyoto, y hoy en día no ha reducido sus emisiones sino que las ha aumentado. Entre 2008 y 2012 el Estado gastó más de 800 millones de euros en la compra de derechos de emisión.

Tal y como se ha definido la instalación se ha asegurado el cumplimiento de los parámetros que catalogan las instalaciones como de *alta eficiencia*, obteniéndose con esto el acceso a todos los complementos posibles para estas instalaciones.

Con el cumplimiento de los parámetros de la alta eficiencia asegurados, se ha procurado que éstos alcancen los valores más altos posibles. Es especialmente importante obtener un alto REE, dado que este valor es uno de los multiplicandos en el cálculo del complemento por eficiencia.

Los demás factores: el rendimiento global y el primary energy saving, fundamentalmente interesa que superen los valores mínimos marcados por la legislación.

Las variables antes mencionadas no son suficientes para realizar una comparación efectiva entre las instalaciones resultantes de elegir entre los distintos cogeneradores. Por este motivo procedimos a definir unos parámetros específicos que en función de la energía útil generada nos permitiese una comparación directa entre las distintas máquinas.

De esta manera pudimos establecer consumos, ahorro y emisiones específicas para cada máquina. Pudiendo de esta manera clasificar las máquinas según el parámetro que estimemos más importante en cada momento.

No obstante, la verdadera utilidad del cálculo de estas variables fue conocer su comportamiento en función de la demanda de calor y de la potencia eléctrica instalada. Con todo esto conseguimos en cierto modo una generalización del problema y pudimos extraer una serie de conclusiones ya comentadas en los apartados correspondientes.

Aunque ya disponíamos de datos suficientes para tomar algunas decisiones, nos faltaba la información más determinante de todas: las variables económicas.

Como criterios de toma de decisión del proyecto hemos elegido la tasa interna de retorno y el valor actual neto. Antes de realizar los cálculos de ambos criterios, hemos establecido una serie de condiciones iniciales de tipo financiero. Estas condiciones están recogidas en la Tabla 7.7.

Es importante recalcar las condiciones de partida dado que, todos los resultados obtenidos de carácter económico están supeditados a los datos iniciales.

Una vez aclarado todo esto se procedió al cálculo del VAN y de la TIR para todas las máquinas en estudio. Éste proceso arrojó las primeras conclusiones importantes al respecto. En principio creíamos que el valor actual neto y la rentabilidad eran mayores para bajas potencias instaladas y que disminuía de manera prácticamente proporcional con el aumento de la potencia.

Como se puede apreciar en las Gráfica 7.10 y en la Gráfica 7.11 la curva que representa la relación entre VAN y potencia eléctrica y la TIR con la misma variable, se asemeja a una campana, siendo los máximos de rentabilidades los más cercanos al pico de la campana. Aunque hayamos encontrado una relación entre potencia y rentabilidad, lo que realmente nos separa la zona aceptable de la demás es el valor de la tasa de interés a la que hemos sido capaces de obtener financiación. En las gráficas se representa como una línea horizontal y lo que interesa es que su valor sea el menor posible.

Resultó interesante comparar la rentabilidad con el número de horas. Dedujimos que existe un mínimo de horas de funcionamiento para obtener rentabilidad en una instalación de cogeneración. Evidentemente este mínimo de horas es función de la demanda y es propio de cada instalación.

Después de recabar toda la información que hemos especificado en los párrafos anteriores procedimos a proponer una solución del problema. Al contrario de lo que puede parecer de manera intuitiva la instalación de máquinas muy potentes no resulta rentable, debido a su mayor coste y a las pocas horas efectivas de funcionamiento que tienen en el transcurso del año. Tampoco resultan rentables las máquinas muy pequeñas debido a su reducida capacidad de generación de calor y electricidad. Precisamente los equipos que resultan rentables en instalaciones con características como las estudiadas, son los que se ubica debajo de la campana y por encima de la línea horizontal que marca la tasa de interés en la gráfica de rentabilidad frente a potencia eléctrica.

Dado que todos los parámetros energéticos cumplen los mínimos para todos los equipos y además para comparar mediante los criterios de decisión elegidos, es necesario que los distintos proyectos de inversión supongan el mismo o parecido desembolso, procedimos a clasificar los equipos en 3 grupos según los tramos de inversión. Llegados a este punto podemos concluir que la rentabilidad en la inversión es independiente del dinero invertido. Esto es una gran ventaja porque podemos adaptar la instalación a la capacidad monetaria disponible, manteniendo o

mejorando la rentabilidad a costa de empeorar el ahorro energético y aumentar las emisiones de gases. Éste empeoramiento en el ahorro energético se produce tanto en los valores brutos de ahorro de emisiones y de energía, como en los específicos.

No obstante, la clasificación de la instalación como de *alta eficiencia* no se ve comprometida por estas desmejoras. Por tanto la toma de decisiones pasa a depender básicamente del dinero disponible para invertir y la rentabilidad que se desee obtener.

En nuestro caso procedimos a elegir el QUANTO D400 que nos proporciona una rentabilidad del 9%.

Cómo se puede observar en la Tabla 8.5 el coste de la máquina de absorción es prácticamente la mitad de la inversión total. La pregunta que nos debemos hacer es si compensa su instalación. Recordamos que estamos trabajando con edificios de la zona climática D3, en los cuales se puede instalar sistemas de refrigeración para el verano.

El alto coste de la máquina de absorción lastra en gran medida la rentabilidad y la viabilidad de la inversión frente a sistemas convencionales más baratos y de fácil operación. Vista la importancia de todo esto decidimos prescindir de la máquina de absorción utilizando en su lugar un equipo de aire acondicionado.

Con el planteamiento de éste nuevo escenario se procedió a repetir todos los cálculos realizados para el caso de la refrigeración por absorción. En el fondo el único cambio realizado ha sido la eliminación de la demanda de calor en veranos producida por la máquina de absorción.

Se obtuvieron unos resultados semejantes en temas energéticos y unas mejoras sustanciales en los aspectos económicos debidos fundamentalmente a la acusada disminución en la inversión, lo que evidentemente repercute en una disminución del coste financiero, que finalmente se traduce en una mejora significativa de la rentabilidad alcanzando valores del 20% para la máquina elegida en el escenario anterior.

Aunque en principio nos pueda parecer que los nuevos datos de rentabilidad son muy buenos, al realizar un análisis en detalle de los mismos comprobamos que la nueva configuración produce tiempos de funcionamiento ridículos en verano (aproximadamente 30 horas mensuales para las máquinas en torno a los 400 kWe).

La solución a este problema operativo consiste en elegir máquinas de menor potencia y así asegurarnos una distribución más lógica de las horas de funcionamiento. La principal desventaja de esta solución es que se produce un descenso notable en la rentabilidad, en algunos casos de 9 puntos porcentuales; pero por otra parte se reduce el monto a invertir.

De todas formas, con la eliminación de la máquina de absorción de la instalación conseguimos una rentabilidad del 11%.

En resumen podemos enumerar las siguientes conclusiones:

- Para instalar sistemas de cogeneración que se puedan adherir al régimen especial de generación eléctrica es necesario justificar económicamente la demanda de calor de la instalación. Es decir, debemos acreditar que todo el calor generado es útil.
- Se deben cumplir con una serie de parámetros establecidos en la legislación para que nuestra instalación de generación se pueda considerar de alta eficiencia y tenga derecho al pago de complementos.
- Para justificar la instalación de la máquina de absorción (justificación de la demanda de calor útil en verano) hemos tenido que ubicar el edificio en una zona climática con la severidad de invierno y de verano adecuada. Concretamente Madrid, D3.
- Aunque a priori puede parecer que instalar máquinas con potencia muy alta sea lo mejor, los resultados de este estudio señalan que debemos intentar instalar máquinas de la menor potencia posible que nos asegure la rentabilidad y una distribución lo más homogénea posible de las horas de funcionamiento.
- Dado que no resulta rentable instalar un cogenerador que satisfaga totalmente la demanda del edificio, el uso de un sistema de apoyo resulta imprescindible.
- Aunque los resultados obtenidos dotan de cierta rentabilidad a las instalaciones de trigeneración, el alto desembolso inicial resulta desorbitado frente a la alternativa de cogenerador más aire acondicionado. Además la alternativa es más rentable.
- El alto coste de las máquinas de absorción lastra la posibilidad de instalar sistemas de trigeneración para uso residencial, acoplados a un cogenerador.

Por tanto, actualmente el uso de sistemas de trigeneración para uso residencial no es aconsejable. Aunque cumplen con todos los requerimientos legales y aportan beneficios a la sociedad en forma de ahorro energético y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, el alto coste de los equipos que componen la instalación (la máquina de absorción), hacen que poner en marcha instalaciones de este tipo sea inviable al menos con fondos propios.

Por otra parte, la alternativa al equipo de trigeneración resulta atractiva como proyecto de inversión. Prescindir de la máquina de absorción supone un ahorro del 65% respecto al proyecto con máquina de absorción y un aumento de 3 puntos porcentuales en la rentabilidad. Con la ventaja añadida de que podemos considerar la instalación del equipo en zonas climáticas con una severidad del verano baja y prescindir del aire acondicionado, reduciendo aún más los costes.

9.1. Líneas de trabajo.

Tras la realización del presente estudio se quiere proponer como líneas de trabajo futuras las siguientes cuestiones.

1. Estudiar la influencia que tiene sobre los resultados obtenidos la configuración de la instalación con dos grupos de cogeneradores en paralelo, de forma que podamos adaptar la potencia de la instalación a los requerimientos de calor del edificio. De esta manera podríamos trabajar en invierno a plena carga con ambos equipos y en verano alternar/simultanear el uso de éstos para satisfacer la demanda.
2. Analizar los beneficios que puede aportar a la instalación el uso de placas solares térmicas, como tercer sistema de aporte de calor a la instalación.
3. Repetir el presente estudio con microturbinas como equipo de generación para poder comparar las posibles ventajas o inconvenientes frente a los motores de combustión interna alternativos.
4. Realizar el proyecto de instalación de la instalación del presente estudio.
5. Estudiar las posibles ventajas e inconvenientes que supone el uso de biogás como combustible del sistema de cogeneración.
6. Estudiar las posibles ventajas e inconvenientes que implican el uso de biomasa como combustibles del sistema de apoyo.
7. Profundizar en el estudio de los sistemas de calefacción de distrito con instalaciones de trigeneración. Promoviendo de esta manera el ahorro energético y el respeto al medioambiente.
8. Realizar una simulación con un modelo computacional del funcionamiento de la instalación en los períodos transitorios.
9. Realizar estudios de viabilidad y mercado para explotar la idea de crear empresas que se dediquen a la gestión integral de la climatización de edificios incluyendo la generación por métodos cogenerativos de calor, frío y electricidad; el mantenimiento y la comercialización de éstos.

Capítulo 10: Bibliografía

10. Referencias bibliográficas y trabajos citados.

ACOGEN. Asociación española de la cogeneración. [En línea] www.acogen.es.

American Society of heating and air conditioning e. Normas ASHRAE.

ATECYR. DTIE. *Documentos técnicos de instalaciones en la edificación*. Madrid : s.n. 978-84-95010-31-5 .

BOE, Boletín Oficial del Estado. 2007. RD 616/2007, Sobre fomento de la cogeneración. 2007.

BOE, Boletín Oficial del Estado. 2007. RD 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. 2007.

COGEN CHALLENGE. 2006. Pick the right cogeneration technology. *A technology checklist of small-scale cogeneration*. 2006.

Cuervo García, Álvaro; Vázquez Ordás, Camilo J.;. 2008. *Introducción a la administración de empresas*. Sexta edición. Madrid : Thomson, 2008.

Diario Oficial de la Unión Europea. Directiva 2004/8/CE que modifica la directiva 92/42/CEE.

ENERPYME. 2006. Manual de cogeneración a pequeña escala. s.l. : Ministerio de Medio Ambiente, 2006.

FOMENTO, Ministerio de fomento. Reglamento de instalaciones térmicas de los edificios.

Hirsch, Robert L.; Bezdek, Roger; Wendling, Robert;. 2005. Peaking Of World Oil Production:Impacts, Mitigation, & Risk Management. [En línea] Febrero de 2005. [Citado el: 5 de Septiembre de 2013.] http://www.mnforsustain.org/oil_peaking_of_world_oil_production_study_hirsch.htm.

Hubbert, Marion King. Nuclear Energy and the Fossil Fuels 'Drilling and Production Practice. [En línea] [Citado el: 29 de Agosto de 2013.] <http://www.hubbertpeak.com/hubbert/1956/1956.pdf>.

IBERDROLA. 2013. Tarifas de último recurso. [En línea] Agosto de 2013. <https://www.iberdrola.es/clientes/hogar/info/tarifas/ultimo-recurso-electricidad>.

IDAE. 2011. FACTORES DE CONVERSIÓN ENERGÍA FINAL - ENERGÍA PRIMARIA y FACTORES DE EMISIÓN DE CO2 - 2011. 2011.

IDAE, Instituto para la diversificación y ahorro de la e. 2008. Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. Madrid : MINETUR, 2008.

—. IDAE. [En línea] www.idae.es.

MINETUR, Ministerio de industria, energía y turismo. 2013. Resolución 2876 de 7 de marzo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el segundo trimestre de 2013. Madrid : BOE, 2013.

—. **2013.** Resolución 8562 del 1 de agosto de 2013. *De la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se revisan las tarifas de último recurso.* Madrid : s.n., 2013.

MINETUR, Ministerio de industria,energíay turismo. 2012. Resolución 15770 del 28 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. Madrid : BOE, 2012.

MINETUR, Ministerio de industria,turismo y energía. 2012. Tarifas actualizadas regimen especial. [En línea] Enero de 2012. http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Tarifas/Instalaciones/Documents/Tarifas_enero_2012_a.pdf.

MINETUR, Secretaría de Estado de la energía. Ministerio de industria, energía y turismo. [En línea] www.minetur.gob.es.

Ministerio de fomento. 2006. Código técnico de la edificación. Madrid : s.n., 2006.

Moran, Michael J.;Howard N. Shapiro. 2008. *Fundamentos de termodinámica técnica.* Barcelona : Reverté, 2008.

Refrigeración por absorción, interés energético e impacto ambiental. **Cano Marcos, José María.**

Roqueta, J. M. 2012. Propuesta de régimen económico específico para la cogeneración. *COGEN-SPAIN.* Madrid : s.n., 2012.

Sorbet Presentación, Francisco Javier Javier; Sopena Serna, Carlos;. 2012. Apuntes de máquinas térmicas. Pamplona : UPNA, 2012.

Documento anexo: Cálculos.

1. Cálculo de la demanda de ACS según el CTE, DB-HE 1.

Consideramos una temperatura de suministro de 60°C. Según la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y teniendo en cuenta que el criterio demanda es el de viviendas multifamiliares obtenemos un valor de 22 litros de ACS/día a 60°C.

Tabla 1.1. Demanda de referencia a 60°C. (Ministerio, 2006) CTE

CRITERIO DE DEMANDA	LITROS ACS/DÍA A 60°C
Vivienda unifamiliar	30 por persona
Vivienda multifamiliares	22 por persona
Hospitales y clínicas	55 por cama

Para edificios multifamiliares tomamos como valores mínimos de persona por casa los siguientes:

Tabla 1.2. Número de persona/casa según CTE. (Ministerio, 2006)

Nº de dormitorios	1	2	3	4	5	6	7	Más de 7
Nº de personas	1,5	3	4	6	7	8	9	Nº de dormitorios

En nuestro caso como hemos establecido en las condiciones previas tenemos viviendas de 3 dormitorios, por lo que el número de personas a considerar es de 4. (Ver Tabla 1.2)

La demanda de ACS queda definida como:

$$Demanda_{ACS} = N(n^{\circ}personas) \times Q(\text{litros ACS día} \cdot \text{persona}) \quad (1.1)$$

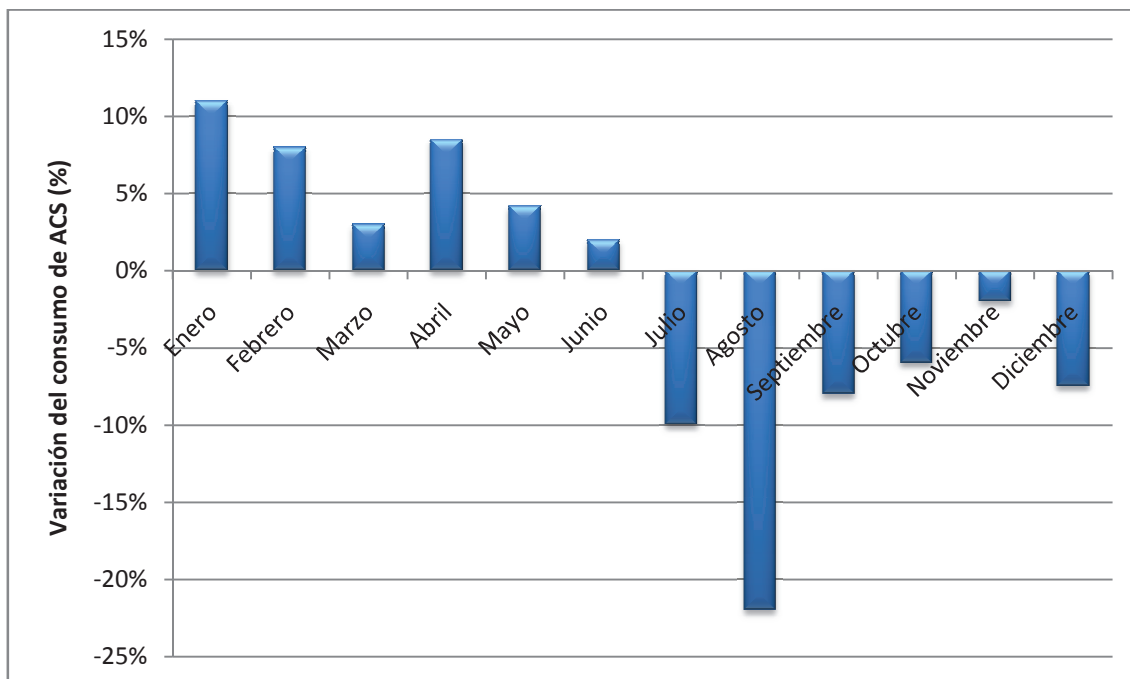
Obtenemos que por vivienda los valores de demanda son:

Tabla 1.3. Demanda diaria de ACS para una vivienda. Elaboración propia.

Demanda diaria de ACS	88 litros
------------------------------	------------------

Una vez conocido el consumo de referencia de ACS a 60 °C, es necesario aplicar correcciones mensuales de éste para obtener un valor que se aproxime más a la realidad, ya que debido a las elevadas temperaturas en verano y las bajas en invierno es lógico que el consumo de ACS disminuya en el primer caso y aumente en el segundo. También hay que tener en cuenta que la temperatura del agua de la red es

más baja en invierno que en verano. Para ello el DTIE1.01 da la siguiente gráfica (Gráfica 1.1) con las variaciones medias del consumo mensual en viviendas.



Gráfica 1.1. Variación mensual demanda de ACS. (ATECYR) DTIE 1.01

Aplicada la corrección la demanda de ACS y multiplicada por 30 para considerar el consumo mensual queda representada en la siguiente tabla.

Tabla 1.4. Demanda corregida mensual de ACS. Elaboración propia.

MES	DEMANDA (litros)
Enero	2930,40
Febrero	2851,20
Marzo	2719,20
Abril	2864,40
Mayo	2750,88
Junio	2692,80
Julio	2376,00
Agosto	2059,20
Septiembre	2428,80
Octubre	2481,60
Noviembre	2587,20
Diciembre	2442,00

El paso siguiente es calcular energía necesaria para calentar el volumen demandado de ACS desde la temperatura de red hasta la temperatura de servicio.

Para ello se aplica la ecuación (1.2).

$$Q_{ACS} = V_{ACS} * \rho_{agua} * C * (T_{ACS} - T_{red}) \quad (1.2)$$

Donde:

V_{ACS} , volumen diario de agua a calentar.

ρ_{agua} , densidad del agua de red. Tomaremos un valor de $\rho_{agua} = 1 \frac{kg}{litro}$

C , capacidad calorífica del agua. $C = 4,186 \frac{kJ}{kg.^{\circ}C}$

T_{ACS} , temperatura de servicio del ACS. Será $60^{\circ} C$.

T_{Red} , representa la temperatura media del agua de la red de distribución. Ésta se obtiene de tablas en función de la localidad en la que realice el estudio en nuestro caso la ciudad de Madrid.

Vamos a prescindir de depósito acumulador¹⁴ por lo que la potencia necesaria la obtenemos suponiendo que debemos calentar todo el agua en un hora.

$$P_{ACS} = \frac{Q_{ACS}}{\Delta\tau} \quad (1.3)$$

Aplicando la definición de rendimiento de la caldera obtenemos la potencia real que debe desarrollar la caldera para calentar el agua.

$$\eta_{caldera} = \frac{P_{caldera}}{P_{ACS}} \quad (1.4)$$

Donde:

$\eta_{caldera}$, se supone en 0,85.

Operando de la manera antes descrita se obtienen los siguientes resultados expuestos en la Tabla 1.5.

¹⁴ Se prescinde del depósito acumulador sólo en el cálculo estimado de la demanda de ACS.

Tabla 1.5. Resultados para el cálculo mensual de ACS. Elaboración propia.

Mes	Volumen ACS (litros)	Tº agua red (°C)	Q _{ACS} (kWh)	P _{ACS} (kW)	P _{calentador} (kW)
Enero	2930,40	8	177,19	177,19	208,46
Febrero	2851,20	8	172,40	172,40	202,82
Marzo	2719,20	10	158,09	158,09	185,99
Abril	2864,40	12	159,87	159,87	188,09
Mayo	2750,88	14	147,14	147,14	173,11
Junio	2692,80	17	134,64	134,64	158,4
Julio	2376,00	20	110,51	110,51	130,02
Agosto	2059,20	19	98,17	98,17	115,5
Septiembre	2428,80	17	121,44	121,44	142,87
Octubre	2481,60	13	135,62	135,62	159,56
Noviembre	2587,20	10	150,42	150,42	176,97
Diciembre	2442,00	8	147,65	147,65	173,72

Donde:

Q_{ACS}(kW), es la energía que se debe aportar al agua para que su temperatura varíe desde la temperatura de red a la temperatura de servicio.

P_{ACS}(kW), es la potencia que se aportar al agua para que su temperatura varíe desde la temperatura de red a la temperatura de servicio.

P_{calentador}(kW), es la potencia que debe proporcionar una máquina térmica convencional con un rendimiento arbitrario del 85% para variar la temperatura del agua desde la temperatura de red a la temperatura de servicio.

2. Cálculo de la carga térmica, según CTE, DB-HE 1.

Para estimar la carga térmica del edificio tipo vamos a seguir un proceso de cálculo simplificado. Nos servirá para llegar a unos valores aceptables de demanda energética sin ser muy exhaustivos.

2.1. Zona climática y períodos de funcionamiento.

La zona climática la extraemos de la siguiente tabla en función de la severidad climática del invierno(A, B, C, D) y de la severidad climática del verano (1, 2, 3, 4). Para Madrid es D3.

Tabla 2.1. Zonas climáticas para algunas capitales de provincia.

Capital de provincia	Capital	Altura de referencia (m)
Albacete	D3	677
Alicante	B4	7
Almería	A4	0
Ávila	E1	1054
Badajoz	C4	168
Barcelona	C2	1
Bilbao	C1	214
Burgos	E1	861
Caceres	C4	385
Cádiz	A3	0
Castellón de la Plana	B3	18
Ceuta	B3	0
Ciudad real	D3	630
Córdoba	B4	113
Coruña (a)	C1	0
Cuenca	D2	975
Donostia-San Sebastián	C1	5
Girona	C2	143
Granada	C3	754
Guadalajara	D3	708
Huelva	B4	50
Huesca	D2	432
Jaén	C4	436
León	E1	346
Lleida	D3	131
Logroño	D2	379
Lugo	D1	412
Madrid	D3	589
Málaga	A3	0
Melilla	A3	130
Murcia	B3	25
Ourense	C2	327
Oviedo	C1	214
Palencia	D1	722
Palma de Mallorca	B3	1
Palmas de Gran Canaria (las)	A3	114
Pamplona	D1	456
Pontevedra	C1	77
Salamanca	D2	770
Santa Cruz de Tenerife	A3	0
Santander	C1	1
Segovia	D2	1013
Sevilla	B4	9
Soria	E1	984
Tarragona	B3	1
Teruel	D2	995
Toledo	C4	445
Valencia	B3	8
Valladolid	D2	704
Vitoria-Gasteiz	D1	512
Zamora	D2	617
Zaragoza	D3	207

Vamos a definir los regímenes de operación que son: régimen de invierno, condiciones de uso del edificio durante la temporada de calefacción y régimen de verano, condiciones de uso del edificio durante la temporada de refrigeración. Según el DB-HE 1 del CTE se define como:

- **Temporada de calefacción:** como mínimo los meses de diciembre a febrero.
- **Temporada de refrigeración:** como mínimo se extiende de junio a septiembre.

Tabla 2.2. Tabla de temperaturas de la ciudad de Madrid. AEMET.

MES	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	AÑO
Temperatura media(°C)	6,2	7,9	10,7	12,4	16,1	21,0	24,8	24,5	20,5	14,6	9,7	7,0	14,6
Temperatura máxima media(°C)	9,7	12,0	15,7	17,5	21,4	26,9	31,2	30,7	26,0	19,0	13,4	10,1	19,5
Temperatura mínima media(°C)	2,6	3,7	5,6	7,2	10,7	15,1	18,4	18,2	15,0	10,2	6,0	3,8	9,7

2.2. Condiciones de diseño

La carga térmica (potencia de refrigeración o calefacción que requiere la instalación, en un determinado instante, para mantener unas condiciones térmicas interiores dadas) está condicionada por el propósito de la instalación, su localización y las características de los cerramientos del ambiente que se pretende controlar.

Estas condiciones se especifican como “condiciones interiores y exteriores de diseño” (o de proyecto) y están definidas en el Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE) y sus instrucciones técnicas complementarias en el caso de instalaciones térmicas de los edificios, “destinadas a atender la demanda de bienestar térmico e higiene a través de las instalaciones de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria”. A continuación se presenta la información suministrada por este Reglamento y la Normativa asociada de forma resumida.

2.2.1. Condiciones interiores de diseño

En aplicaciones de aire acondicionado destinadas al confort, el ambiente térmico se define “por aquellas características que condicionan los intercambios térmicos del cuerpo humano con el ambiente, en función de la actividad de la persona y del aislamiento térmico de su vestimenta, y que afectan a la sensación de bienestar”, de modo que las variables que se deben mantener controladas son: la temperatura seca, la humedad relativa, la calidad del aire interior, mediante una adecuada renovación del aire, el nivel de ruido, y la velocidad del aire.

Las condiciones interiores de diseño se fijarán en función de la actividad metabólica de las personas y su grado de vestimenta y, en general, estarán comprendidas entre los siguientes límites que establece el RITE expuestos en la Tabla 2.3

Tabla 2.3. Condiciones interiores de diseño. RITE

Estación	Temperatura operativa °C	Velocidad media del aire m/s	Humedad relativa %
Verano	23 a 25	0,18 a 0,24	40 a 60
Invierno	20 a 23	0,15 a 0,20	40 a 60

2.2.2. Condiciones exteriores de diseño

Las condiciones exteriores de diseño las encontramos en la guía técnica de las condiciones climáticas exteriores de proyecto.

Tabla 2.4. Condiciones exteriores de diseño para Madrid. Guía técnica de las condiciones climáticas exteriores de proyecto IDAE

Provincia		Estación		Indicativo			
Madrid		Madrid (Barajas)		3129			
UBICACIÓN: AEROPUERTO			Nº DE OBSERVACIONES Y PERIODO				
a.s.n.m. (m)	Lat.	Long.	T seca	Hum. relativa	T terreno	Rad	
582	40º27'15"	03º32'39"W	87.600 (1998-2007)	(3) 29.200 (1998-2007)		12.720 (2005-2007)	
CONDICIONES PROYECTO CALEFACCIÓN (TEMPERATURA SECA EXTERIOR MÍNIMA)							
TSMIN (°C)	TS_99,6 (°C)	TS_99 (°C)	OMDC (°C)	HUMcoin (%)	OMA (°C)		
-10,5	-3,8	-2,4	14,6	84	40,2		
CONDICIONES PROYECTO REFRIGERACIÓN (TEMPERATURA SECA EXTERIOR MÁXIMA)							
TSMAX (°C)	TS_0,4 (°C)	THC_0,4 (°C)	TS_1 (°C)	THC_1 (°C)	TS_2 (°C)	THC_2 (°C)	OMDR (°C)
40,7	36,4	19,1	35,2	19,0	33,7	18,8	18,7
CONDICIONES PROYECTO REFRIGERACIÓN (TEMPERATURA HÚMEDA EXTERIOR MÁXIMA)							
TH_0,4 (°C)	TSC_0,4 (°C)	TH_1 (°C)	TSC_1 (°C)	TH_2 (°C)	TSC_2 (°C)		
20,8	32,8	20,0	32,6	19,2	32,6		

2.2.3. Clasificación de las cargas térmicas.

Para estimar la demanda de energía térmica vamos a tener en cuenta sólo los siguientes tipos de cargas:

- Carga por transmisión a través de los cerramientos del bloque de viviendas.
- Carga por radiación a través de las superficies acristaladas. Sólo la tendremos en cuenta en la temporada de refrigeración.
- Carga debida a infiltraciones.

Una vez establecidos los distintos tipos carga térmica, procedemos al cálculo de cada uno de ellos.

2.3. Condiciones iniciales.

Vamos a realizar el cálculo para una unidad de uso con la fachada principal orientada al norte.

2.3.1. Condiciones interiores y exteriores de diseño.

Las condiciones de diseño de confort elegidas son las expresadas a continuación:

- Temperatura interior de confort en temporada de calefacción y temporada de refrigeración: 21°C
- Humedad relativa interior: 50%
- Temperatura seca exterior: la correspondiente a cada mes según Tabla 2.4

2.3.2. Carga por transmisión a través de los cerramientos y superficies acristaladas.

Para calcular la pérdida de calor a través de los muros y usaremos la siguiente ecuación:

$$Q = U * S * \Delta t \quad (2.1)$$

Donde:

Q, pérdida de energía a través de los paramentos de la vivienda.

U, coeficiente de transmitancia térmica propio de cada cerramiento.

S , superficie en metros cuadrados a través de la cual se realiza el intercambio de energía.

Δt , salto térmico entre el exterior y el interior de la vivienda.

El coeficiente de transmitancia térmica lo vamos a obtener directamente de las bases de datos del programa LIDER.¹⁵ Elegiremos los cerramientos tipo predeterminados por el programa.

2.3.2.1. Cerramientos exteriores.

Tabla 2.5. Composición muro exterior. LIDER.

MURO EXTERIOR		
Material	Espesor(m)	U(W/m ² °C)
1/2 pie LP métrico o catalán	0,115	0,667
Mortero de áridos ligeros	0,010	0,410
Betún fieltro o lámina	0,003	0,230
EPS poliestireno expandido	0,060	0,038
Tabique de LH sencillo	0,040	0,445
Enlucido de yeso	0,010	0,570
Transmitancia total U ₁		0,480

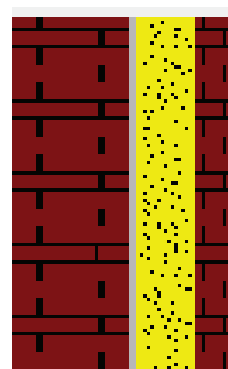


Figura 2.1. Sección muro exterior. LIDER.

2.3.2.2. Cerramientos interiores.

Tabla 2.6. Composición tabiques. LIDER.

TABIQUES		
Material	Espesor(m)	U(W/m ² °C)
Enlucido de yeso	0,010	0,570
1/2 pie LP métrico o catalán	0,115	0,667
Enlucido de yeso	0,010	0,570
Transmitancia total U ₂		2,650



Figura 2.2. Sección tabique. LIDER.

¹⁵ LIDER es la aplicación informática que permite cumplir con la opción general de verificación de la exigencia de Limitación de Demanda Energética establecida en el Documento Básico de la Habitabilidad y Energía del Código Técnico de la Edificación (CTE-HE1).

2.3.2.3. Forjados interiores

Tabla 2.7. Composición forjados. LIDER.

FORJADOS INTERIORES(SUELOS)		
Material	Espesor(m)	U(W/m ² °C)
Azulejo cerámico	0,020	1,300
Hormigón armado	0,020	2,300
EPS poliestireno expandido	0,030	0,038
BC con mortero convencional	0,140	0,443
Enlucido de yeso	0,010	0,570
Transmitancia total U₃		0,760

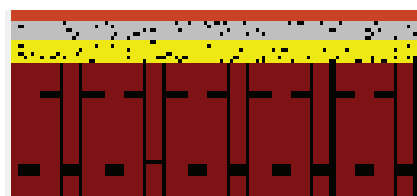


Figura 2.3. Sección forjado. LIDER.

Las superficies de cálculo se muestran en la siguiente tabla resumen. Tabla 2.8

Tabla 2.8. Resumen de superficies por unidad de uso. Elaboración propia.

Orientación	Superficie(m ²)		Superficies vidrios(m ²)	Superficie neta muro(m ²)
	Muro	Tabiques		
Norte	64,00	0,00	9,28	54,72
Sur	0,00	64,00	0,00	0,00
Este	40,00	0,00	3,38	36,62
Oeste	0,00	40,00	0,00	0,00

2.3.3. Carga por radiación a través de superficies acristaladas

La carga térmica por radiación a través de superficies acristaladas, se explica como la energía incidente de los rayos de sol, que entran a una vivienda y cuya energía se almacena en cualquier cuerpo expuesto a ellos. Se determina con la expresión (6.5).

Debido a que en la época invernal este tipo de carga juega a nuestro favor, la vamos a desestimar y sólo la vamos a tener en cuenta para la época de refrigeración.

$$Q_{radiación} = A_{cristal} * I * f \quad (2.2)$$

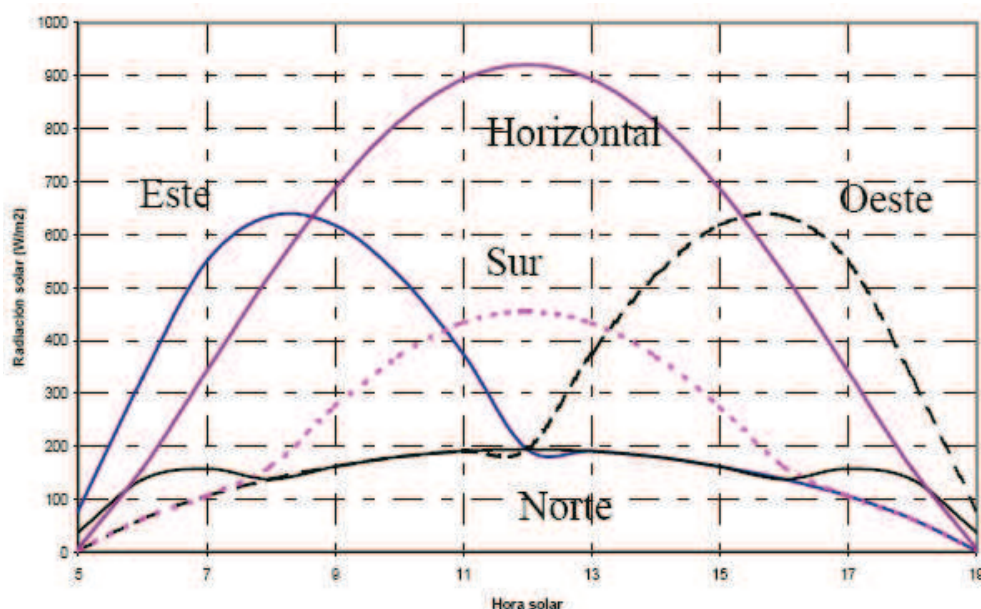
Donde:

$A_{cristal}$, es el área a través de la que inciden los rayos de sol.

I , irradiación solar. Depende de la orientación y hora del día.

f , Factor de transmitancia depende del tipo de cristal, uso de cortinas, etc. Para este proyecto se considerará el uso de cortinas $f=0,5$.

El valor de la irradiación solar se obtiene de bibliografía especializada para Madrid resulta:



Gráfica 2.1. Irradiación solar en Madrid el 22 de julio

2.3.4. Cargas térmicas por infiltraciones.

Las cargas térmicas por infiltraciones son las que se produce por defectos estructurales, anomalías en el aislamiento o por el mal cierre de ventanas.

Las vamos a estimar como un 10% de la carga térmica por transmisión del edificio.

2.3.5. Coeficiente de mayoración de cargas.

Se debe incluir un factor de seguridad que sobredimensione la instalación de manera que incluya posibles desajustes tanto en las estimaciones como en las condiciones de operación, así como en las cargas debidas a la circulación del fluido a través de los conductos y diferentes elementos de la instalación.

También debido a que no hemos estimado la totalidad de cargas que entran en juego en una vivienda debemos contemplar algún tipo de mayoración.

De esta manera el coeficiente de mayoración de cargas estará compuesto por dos factores:

- Factor de cargas de la instalación, $K_{cargas} = 12\%$
- Factor de seguridad, $K_{seguridad} = 8\%$

Por tanto el coeficiente de mayoración queda,

$$K_{mayoración} = 1 + K_{cargas} + K_{seguridad} \quad (2.3)$$

2.3.6. Rendimientos.

Todo proceso de transformación o transporte de energía lleva asociado una serie de pérdidas. Para tener esto en cuenta en el proyecto vamos a adjudicar de manera arbitraria unos rendimientos a cada tipo de proceso.

Tabla 2.9. Rendimientos arbitrarios para una instalación convencional. Elaboración propia.

Equipo	Factor ponderación	Rendimiento nominal	Rendimiento estacional
Caldera mixta	0,98	0,85	0,83
Aire acondicionado centralizado	0,8	4	3,2
Horas de uso medio mensual caldera(8h/día)	240 horas		
Horas de uso medio mensual AC (4h/día)	120 horas		

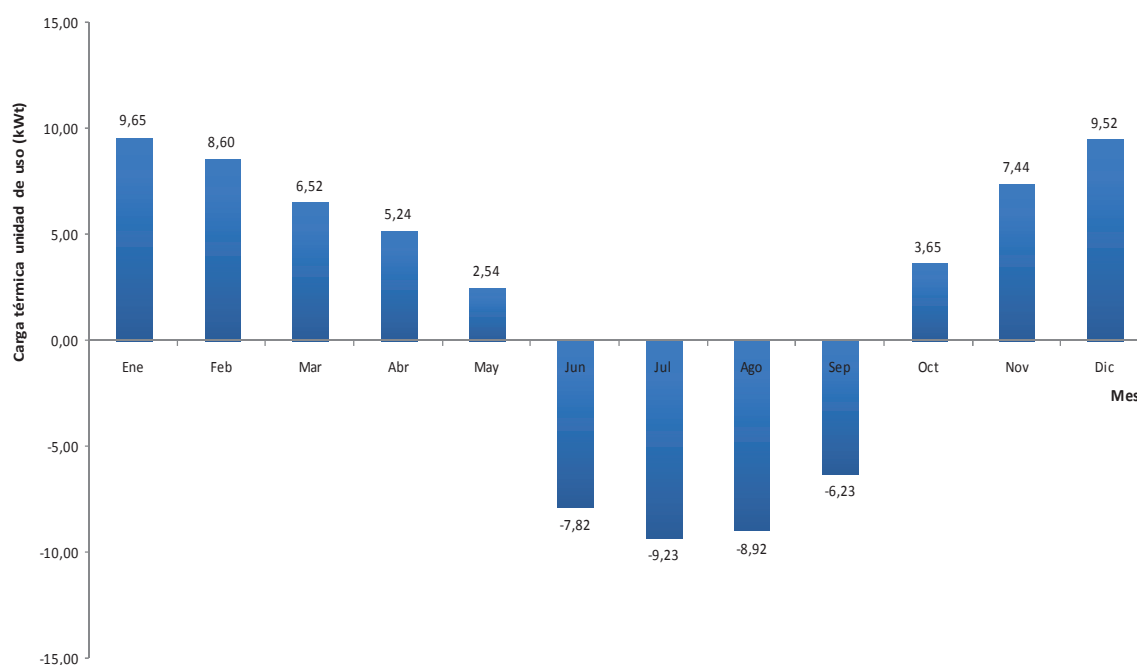
2.3.7. Resultados.

Una vez definidos los tipos de carga térmica a tener en cuenta, estamos en disposición de obtener la carga térmica de una unidad de uso.

$$Q_{térmica} = +(Q_{trans} + Q_{rad} + Q_{infiltr}) * (1 + K_{mayoración}) \quad (2.4)$$

El criterio de signos seguidos es el siguiente las cargas térmicas de calefacción se consideran con signo positivo dado que es el calor que se debe aportar a la vivienda para mantener las condiciones de confort y con signo negativo la carga de refrigeración por ser el calor que debemos extraer de os recintos a climatizar.

A continuación se presenta la tabla de resultados de las cargas térmicas.



Gráfica 2.2. . Carga térmica mensual para una unidad de uso. Elaboración propia.

Para una visualización mas detalla se adjuntan los resultados para cada tipo de carga en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10. Resumen carga térmica mensual. Elaboración propia.

MES	Tª seca(°C)	Carga por transmisión(W)					Carga por radiación(W)				Pradiación	Infiltración(W)		Ptérmica(kW)
		Muro	Tabiques	Forjados	vidrio	Qtransmisión	Norte	Sur	Este	Oeste		Qinfiltraciones		
Ene	5,20	-541,03	-3517,08	- 2593,73	-660,20	-7306,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-730,68		9,65
Feb	6,90	-482,82	-3138,66	- 2314,66	-589,16	-6518,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-651,84		8,60
Mar	10,30	-366,39	-2381,82	- 1756,51	-447,10	-4941,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-494,15		6,52
Abr	12,40	-294,48	-1914,36	- 1411,78	-359,35	-3967,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-396,76		5,24
May	16,80	-143,82	-934,92	-689,47	-175,50	-1926,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-192,69		2,54
Jun	23,30	78,76	511,98	377,57	96,10	1087,71	0,00	4223,31	1098,50	0,00	5321,81	108,77		-7,82
Jul	25,60	157,51	1023,96	755,14	192,21	2154,42	0,00	4223,31	1098,50	0,00	5321,81	215,44		-9,23
Ago	25,10	140,39	912,66	673,06	171,32	1922,53	0,00	4223,31	1098,50	0,00	5321,81	192,25		-8,92
Sep	20,70	-10,27	-66,78	-49,25	-12,54	-118,14	0,00	4223,31	1098,50	0,00	5321,81	-11,81		-6,23
Oct	15,00	-205,45	-1335,60	-984,96	-250,71	-2761,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-276,17		3,65
Nov	8,80	-417,76	-2715,72	- 2002,75	-509,77	-5637,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-563,72		7,44
Dic	5,40	-534,18	-3472,56	- 2560,90	-651,84	-7214,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-721,41		9,52

2.4. Cálculo de la demanda energética.

2.4.1. Potencia térmica total

Para conocer la demanda energética es necesario conocer antes la potencia requerida en la instalación debida a las cargas térmicas antes calculadas.

La potencia térmica total requerida por la instalación es el resultado de sumar todas las potencias antes calculadas: calefacción y ACS.

$$P_{total} = P_{climatización} + P_{ACS} \quad (2.5)$$

Una vez conocida la potencia requerida, realizaremos el cálculo de la energía demandada según estemos en la temporada de calefacción o de refrigeración.

2.4.2. Temporada de calefacción.

Para calcular la demanda de energética del edificio lo más apropiado sería hacerlo con un programa de cálculo horario que realice la simulación energética del edificio. En este proyecto utilizaremos el método aproximado de los grados-día.

La demanda energética queda definida por:

$$E_{calefacción} = \frac{P_{mensual} * GD * 24}{\eta_{est} * (t_{base} - t_{min})} \quad (2.6)$$

De donde,

$E_{calefacción}$, demanda energética temporada de calefacción en kWh.

$P_{mensual}$, carga térmica mensual en kW.

GD, grados día de calefacción base 15°C. Según la norma UNE 100002-1988.

η_{est} , rendimiento estacional. Se considera un valor de 1.

t_{base} , temperatura base. 21°C.

t_{min} , temperatura mínima exterior.

2.4.3. Temporada de refrigeración.

Para determinar la energía demandada de modo aproximado en la temporada de refrigeración supondremos que la instalación trabaja a carga máxima durante 1000 horas. La energía así obtenida la repartiremos proporcionalmente a la carga térmica de cada mes. De esta manera, obtendremos un perfil mensual de demanda energética.

La energía demandada queda definida como:

$$E_{\text{refrigeración}} = \text{coef.uso}(0.5) * \frac{P_{\text{mes}} * P_{\text{máx}} * 1000 \text{ horas}}{\sum_{\text{septiembre}}^{\text{junio}} P_{\text{mes}}} \quad (2.7)$$

De donde,

$E_{\text{refrigeración}}$, demanda energética mensual de calefacción en kWh.

P_{mensual} , potencia térmica de refrigeración del mes a valorar en kW.

$P_{\text{máx}}$, máxima potencia de refrigeración.

2.4.4. ACS.

La energía demanda de ACS es la correspondiente a la Tabla 1.5.

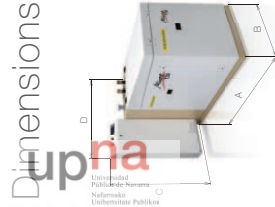
2.4.5. Tabla resumen demanda energética.

En la siguiente tabla resumen se muestran todos los resultados arrojados tras ser aplicados todos los procesos antes descritos.

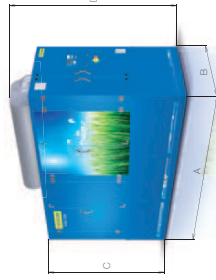
Tabla 2.11. Resultados cálculo demanda energética. Elaboración propia.

MES	Potencia térmica unidad de uso (kW)			Demanda energética por unidad de uso (kWht)			BLOQUE VIVIENDAS (kWht)			
	Climatización			Calor (kWht)		Frío (kWht)	Calor (kWht)			Frío (kWht)
	ACS	Calefacción	Aire acondicionado	ACS	Calefacción		ACS	Calefacción	Total	
Enero	177,19	9,65	0,00	177,19	4.611,83	0,00	17.718,50	461.182,68	478.901,18	0,00
Febrero	172,40	8,60	0,00	172,40	3.342,81	0,00	17.239,62	334.281,47	351.521,09	0,00
Marzo	158,09	6,52	0,00	158,09	1.979,32	0,00	15.809,13	197.932,28	213.741,41	0,00
Abril	159,87	5,24	0,00	159,87	1.237,04	0,00	15.987,17	123.704,49	139.691,66	0,00
Mayo	147,14	2,54	0,00	147,14	349,04	0,00	14.713,85	34.904,46	49.618,31	0,00
Junio	134,64	0,00	7,82	134,64	0,00	2.241,71	13.463,85	0,00	13.463,85	224.170,72
Julio	110,51	0,00	9,23	110,51	0,00	2.645,24	11.051,04	0,00	11.051,04	264.524,49
Agosto	98,17	0,00	8,92	98,17	0,00	2.557,52	9.817,01	0,00	9.817,01	255.751,93
Septiembre	121,44	0,00	6,23	121,44	0,00	1.785,53	12.143,87	0,00	12.143,87	178.553,42
Octubre	135,62	3,65	0,00	135,62	564,74	0,00	13.562,08	56.473,65	70.035,74	0,00
Noviembre	150,42	7,44	0,00	150,42	2.718,86	0,00	15.041,69	271.886,47	286.928,16	0,00
Diciembre	147,65	9,52	0,00	147,65	4.743,19	0,00	14.765,42	474.318,96	489.084,38	0,00

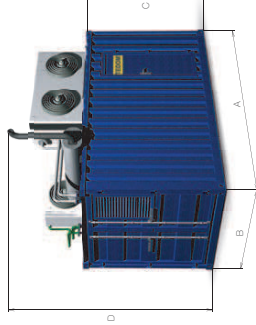
Documento anexo: Catálogo.



MICRO



CENTO with Sound Enclosure



QUANTO Configuration Containerized

MICRO Series

CHP Unit Type	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	Operating Weight (kg)
Micro T7	1 300	700	1 380	1 120	645
Micro T30	1 650	780	1 750	1 345	1 100
Micro T50	2 450	970	1 640	1 400	1 900

CENTO Series

CHP Unit Type	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	Operating Weight (kg)*
Cento M50	3 650	1 110	1 900	—	2 095
Cento T80	3 715	1 500	2 225	2 765	4 410
Cento T80 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	9 265
Cento T100	3 715	1 500	2 225	2 615	4 440
Cento T100 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	8 265
Cento T120	3 715	1 500	2 225	2 615	4 440
Cento T120 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	8 265
Cento T160	3 715	1 500	2 225	2 615	4 890
Cento T160 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	9 285
Cento T180	3 715	1 500	2 225	2 615	4 890
Cento T180 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	9 285
Cento T200	3 715	1 500	2 225	2 615	4 890
Cento T200 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	9 285
Cento L200	4 300	1 550	2 280	2 650	5 490

QUANTO Series

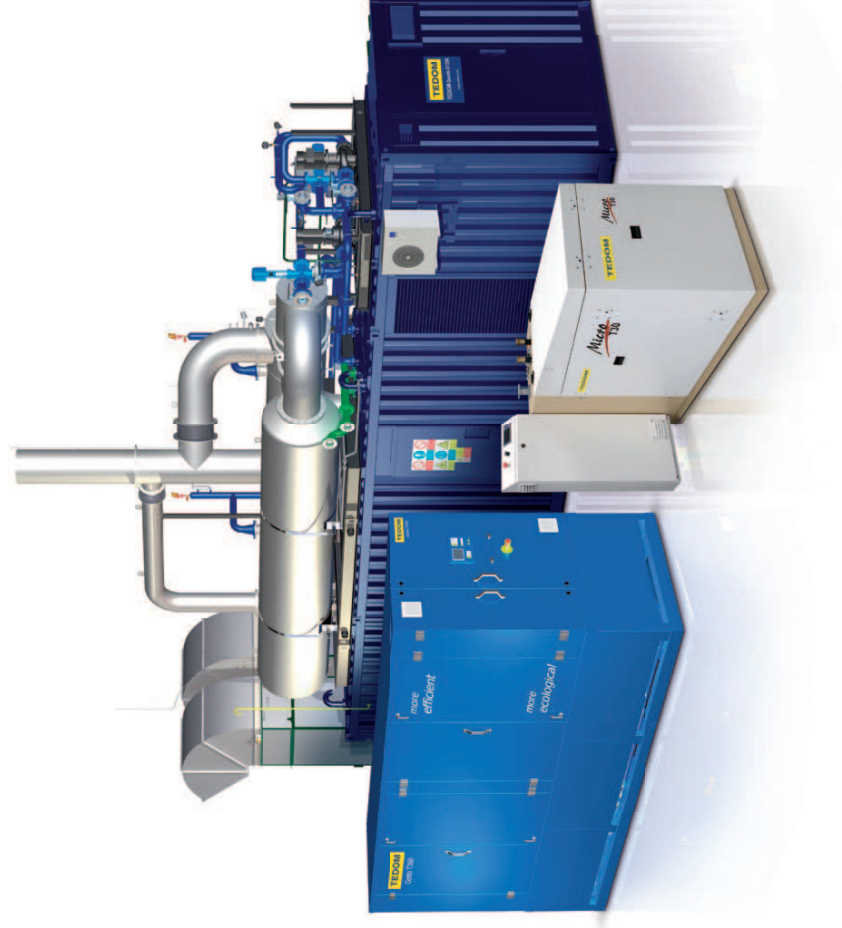
CHP Unit Type	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	Operating Weight (kg)
Quanto D400 CON	11 000	3 000	3 000	8 000	21 440
Quanto D580 CON	13 000	3 000	3 000	8 000	23 895
Quanto D770 CON	13 500	3 000	3 000	8 000	26 895
Quanto D1200 CON	14 500	3 000	3 000	10 000	37 125
Quanto D1600 CON	14 800	3 150	3 000	10 000	45 200
Quanto D2000 CON	20 000	3 300	3 300	10 000	55 535

*Operational weight of unit without exhaust silencer. Abbreviation **CON** means CHP unit configuration **containerized**. Dimension and weight information about CHP unit of Quanto series with sound enclosure are available on request.

TEDOM

...in harmony
with nature

TEDOM CHP UNITS



NATURAL GAS - BIOGAS - LPG

TEDOM a.s., Výchapy 195, 674 01 Třebíč, Czech Republic

TEDOM **cogeneration** www.tedom.com

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (m³/h)
Micro T7	7	17,2	27,0	66,3	93,3	2,7
Micro T30	30	61,6	31,2	64,1	95,3	10,2
Micro T50	48	91,0	32,5	61,6	94,1	15,6

CENTO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (m³/h)
Cento M50	50	79	33,8	53,4	87,2	15,7
Cento T80	80	119	35,1	52,2	87,3	24,1
Cento T80 CON	80	119	35,1	52,2	87,3	24,1
Cento T100	100	137	36,9	50,5	87,4	28,7
Cento T100 CON	100	137	36,9	50,5	87,4	28,7
Cento T120	125	177	36,4	51,7	88,1	36,3
Cento T120 CON	125	177	36,4	51,7	88,1	36,3
Cento T160	160	216	37,8	50,9	88,7	44,8
Cento T160 CON	160	204	37,8	48,1	85,9	44,8
Cento T180	180	227	39,2	49,5	88,7	48,6
Cento T180 CON	180	213	39,2	46,4	85,6	48,6
Cento T200	200	253	39,2	49,5	88,7	54,0
Cento T200 CON	200	237	39,2	46,4	85,6	54,0
Cento L200	206	246	39,9	47,6	87,5	54,8

QUANTO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (m³/h)
Quanto D400	400	456	42,1	48,0	90,1	101
Quanto D400 CON	400	431	42,1	45,4	87,5	101
Quanto D580	600	698	41,9	48,7	90,6	152
Quanto D580 CON	600	668	41,9	45,9	87,8	152
Quanto D770	800	918	42,2	48,4	90,6	201
Quanto D770 CON	800	862	42,2	45,5	87,7	201
Quanto D1200	1200	1295	43,7	47,1	90,8	291
Quanto D1200 CON	1200	1189	43,7	43,3	86,9	291
Quanto D1600	1560	1709	43,3	47,5	90,8	381
Quanto D1600 CON	1560	1576	43,3	43,8	87,1	381
Quanto D2000	2000	2155	43,7	47,0	90,7	485
Quanto D2000 CON	2000	1977	43,7	43,2	86,9	485

Basic Technical Data – LPG

MICRO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (kg/h)
Micro T7	7	17,7	26,5	67,0	93,5	2,0
Micro T30	30	63,3	30,7	64,8	95,5	7,5

MICRO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (Nm³/h)
Micro T30	25	47,5	31,6	60,0	91,6	12,3
Micro T30*	30	61	30,7	62,4	93,1	15,2

* Stoichiometric mixture.

CENTO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (Nm³/h)
Cento T80	80	116	35,0	50,9	85,9	35,1
Cento T80 CON	80	116	35,0	50,9	85,9	35,1
Cento T100	100	135	36,4	49,2	85,6	42,2
Cento T100 CON	100	135	36,4	49,2	85,6	42,2
Cento T120	125	167	36,9	49,2	86,1	52,1
Cento T120 CON	125	167	36,9	49,2	86,1	52,1
Cento T160	165	216	37,8	49,5	87,3	67,2
Cento T160 CON	165	205	37,8	46,9	84,7	67,2
Cento T180	180	221	39,1	48,1	87,2	70,8
Cento T180 CON	180	209	39,1	45,3	84,4	70,8
Cento T200	200	245	39,2	48,1	87,3	78,4
Cento T200 CON	200	230	39,2	45,2	84,4	78,4

QUANTO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (Nm³/h)
Quanto D400	400	425	42,8	45,5	88,2	144
Quanto D400 CON	400	395	42,8	42,3	85,0	144
Quanto D580	600	646	42,7	46,0	88,7	216
Quanto D580 CON	600	596	42,7	42,4	85,1	216
Quanto D770	800	859	42,7	45,9	88,6	288
Quanto D770 CON	800	792	42,7	42,3	85,1	288
Quanto D1200	1200	1344	42,1	47,1	89,2	439
Quanto D1200 CON	1200	1251	42,1	43,9	86,0	439
Quanto D1600	1557	1771	41,7	47,4	89,1	574
Quanto D1600 CON	1560	1644	41,8	44,0	85,8	574
Quanto D2000	2000	2157	42,9	46,2	89,1	718
Quanto D2000 CON	2000	2025	42,8	43,4	86,2	718

Abbreviation CON means CHP unit configuration containerized.

Notes for data in all tables:

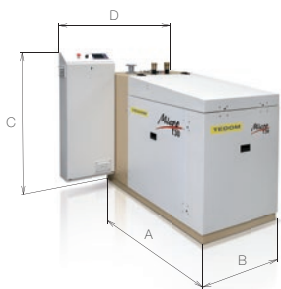
Gas consumption is referenced for natural gas with heating value 34 MJ and at ambient conditions: 15 °C, 101,325 kPa.
Gas consumption is referenced for biogas with methane volume 65 % at normal conditions (0 °C, 101,325 kPa).
Biogas mark means fuels incurred by biological decomposition – e.g. gas from water treatment plants, agricultural concerns or communal landfill sites.

Referenced data is for general purposes only. Consult with TEDOM factory or country area authorized TEDOM representative for specific application assistance. All rights reserved specifications subject to change. Tedom is a registered trademark of TEDOM a.s..

It is possible to combine more units in one container.

Technical specifications of these units and their configuration are available on request.

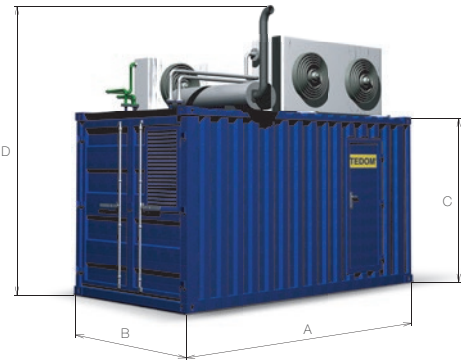
Dimensions and Weights



MICRO



CENTO with Sound Enclosure



QUANTO Configuration Containerized

MICRO Series

CHP Unit Type	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	Operating Weight (kg)
Micro T7	1 300	700	1 380	1 120	645
Micro T30	1 650	780	1 750	1 345	1 100
Micro T50	2 450	970	1 640	1 400	1 900

CENTO Series

CHP Unit Type	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	Operating Weight (kg)*
Cento M50	3 650	1 110	1 900	—	2 095
Cento T80	3 715	1 500	2 225	2 765	4 410
Cento T80 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	8 265
Cento T100	3 715	1 500	2 225	2 615	4 440
Cento T100 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	8 265
Cento T120	3 715	1 500	2 225	2 615	4 440
Cento T120 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	8 265
Cento T160	3 715	1 500	2 225	2 615	4 890
Cento T160 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	9 285
Cento T180	3 715	1 500	2 225	2 615	4 890
Cento T180 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	9 285
Cento T200	3 715	1 500	2 225	2 615	4 890
Cento T200 CON	5 550	3 000	2 700	6 000	9 285
Cento L200	4 300	1 550	2 260	2 650	5 490

QUANTO Series

CHP Unit Type	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	Operating Weight (kg)
Quanto D400 CON	11 000	3 000	3 000	8 000	21 440
Quanto D580 CON	13 000	3 000	3 000	8 000	23 895
Quanto D770 CON	13 500	3 000	3 000	8 000	26 895
Quanto D1200 CON	14 500	3 000	3 000	10 000	37 125
Quanto D1600 CON	14 800	3 150	3 000	10 000	45 200
Quanto D2000 CON	20 000	3 300	3 300	10 000	55 535

*Operational weight of unit without exhaust silencer. Abbreviation **CON** means CHP unit configuration **containerized**. Dimension and weight information about CHP unit of Quanto series with sound enclosure are available on request.

TEDOM a.s., Výčapy 195, 674 01 Třebíč, Czech Republic

TEDOM **cogeneration** www.tedom.com



technology
... in harmony
with nature

TEDOM CHP UNITS



NATURAL GAS - BIOGAS - LPG

Basic Technical Data – NATURAL GAS

MICRO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (m³/h)
Micro T7	7	17,2	27,0	66,3	93,3	2,7
Micro T30	30	61,6	31,2	64,1	95,3	10,2
Micro T50	48	91,0	32,5	61,6	94,1	15,6

CENTO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (m³/h)
Cento M50	50	79	33,8	53,4	87,2	15,7
Cento T80	80	119	35,1	52,2	87,3	24,1
Cento T80 CON	80	119	35,1	52,2	87,3	24,1
Cento T100	100	137	36,9	50,5	87,4	28,7
Cento T100 CON	100	137	36,9	50,5	87,4	28,7
Cento T120	125	177	36,4	51,7	88,1	36,3
Cento T120 CON	125	177	36,4	51,7	88,1	36,3
Cento T160	160	216	37,8	50,9	88,7	44,8
Cento T160 CON	160	204	37,8	48,1	85,9	44,8
Cento T180	180	227	39,2	49,5	88,7	48,6
Cento T180 CON	180	213	39,2	46,4	85,6	48,6
Cento T200	200	253	39,2	49,5	88,7	54,0
Cento T200 CON	200	237	39,2	46,4	85,6	54,0
Cento L200	206	246	39,9	47,6	87,5	54,8

QUANTO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (m³/h)
Quanto D400	400	456	42,1	48,0	90,1	101
Quanto D400 CON	400	431	42,1	45,4	87,5	101
Quanto D580	600	698	41,9	48,7	90,6	152
Quanto D580 CON	600	658	41,9	45,9	87,8	152
Quanto D770	800	918	42,2	48,4	90,6	201
Quanto D770 CON	800	862	42,2	45,5	87,7	201
Quanto D1200	1200	1295	43,7	47,1	90,8	291
Quanto D1200 CON	1200	1189	43,7	43,3	86,9	291
Quanto D1600	1560	1709	43,3	47,5	90,8	381
Quanto D1600 CON	1560	1576	43,3	43,8	87,1	381
Quanto D2000	2000	2155	43,7	47,0	90,7	485
Quanto D2000 CON	2000	1977	43,7	43,2	86,9	485

Basic Technical Data – LPG

MICRO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (kg/h)
Micro T7	7	17,7	26,5	67,0	93,5	2,0
Micro T30	30	63,3	30,7	64,8	95,5	7,5

Basic Technical Data – BIOGAS

MICRO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (Nm³/h)
Micro T30	25	47,5	31,6	60,0	91,6	12,3
Micro T30*	30	61	30,7	62,4	93,1	15,2

* Stoichiometric mixture.

CENTO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (Nm³/h)
Cento T80	80	116	35,0	50,9	85,9	35,1
Cento T80 CON	80	116	35,0	50,9	85,9	35,1
Cento T100	100	135	36,4	49,2	85,6	42,2
Cento T100 CON	100	135	36,4	49,2	85,6	42,2
Cento T120	125	167	36,9	49,2	86,1	52,1
Cento T120 CON	125	167	36,9	49,2	86,1	52,1
Cento T160	165	216	37,8	49,5	87,3	67,2
Cento T160 CON	165	205	37,8	46,9	84,7	67,2
Cento T180	180	221	39,1	48,1	87,2	70,8
Cento T180 CON	180	209	39,1	45,3	84,4	70,8
Cento T200	200	245	39,2	48,1	87,3	78,4
Cento T200 CON	200	230	39,2	45,2	84,4	78,4

QUANTO Series

CHP Unit Type	Electrical Output (kW)	Heat Output (kW)	Electrical Efficiency (%)	Heat Efficiency (%)	Total Efficiency (%)	Gas Consumption (Nm³/h)
Quanto D400	400	425	42,8	45,5	88,2	144
Quanto D400 CON	400	395	42,8	42,3	85,0	144
Quanto D580	600	646	42,7	46,0	88,7	216
Quanto D580 CON	600	596	42,7	42,4	85,1	216
Quanto D770	800	859	42,7	45,9	88,6	288
Quanto D770 CON	800	792	42,7	42,3	85,1	288
Quanto D1200	1200	1344	42,1	47,1	89,2	439
Quanto D1200 CON	1200	1251	42,1	43,9	86,0	439
Quanto D1600	1557	1771	41,7	47,4	89,1	574
Quanto D1600 CON	1560	1644	41,8	44,0	85,8	574
Quanto D2000	2000	2157	42,9	46,2	89,1	718
Quanto D2000 CON	2000	2025	42,8	43,4	86,2	718

Abbreviation **CON** means CHP unit configuration **containerized**.

Notes for data in all tables: _____

Gas consumption is referenced for natural gas with heating value 34 MJ and at ambient conditions: 15 °C, 101,325 kPa.
Gas consumption is referenced for biogas with methane volume 65 %, at normal conditions (0 °C, 101,325 kPa).
Biogas mark means fuels incurred by biological decomposition – e.g. gas from water treatment plants, agricultural concerns or communal landfill sites.

Referenced data is for general purposes only. Consult with TEDOM factory or country area authorized TEDOM representative for specific application assistance. All rights reserved specifications subject to change. Tedom is a registered trademark of TEDOM a.s..

It is possible to combine more units in one container.
Technical specifications of these units and their configuration are available on request.